

VAASAN YLIOPISTO

TEKNIIKAN JA INNOVAATIOJOHTAMISEN YKSIKKÖ

SÄHKÖTEKNIikka

Heija Länsman

110 KV DIGITAALISEN SÄHKÖASEMAN TOTEUTUSVAIHTOEHDOT

Diplomityö

Vaasassa 17.12.2019

Työn valvoja
Työn ohjaajat
Työn tarkastaja

Kimmo Kauhaniemi
Kimmo Kauhaniemi ja Ari Pätsi
Hannu Laaksonen

ALKULAUSE

Tämä diplomityö on tehty VEO Oy:lle Vaasan toimipisteessä. Työn tavoitteena on esitellä digitaalisen sähköaseman toteutusvaihtoehtoja. Lisäksi tarkoituksena on luoda kirjallisuuteen ja standardeihin perustuva kuva digitaalisesta sähköasemasta, sen kustannuksien eroista konventionaaliseen sähköasemaan verrattuna ja luoda katsaus työn tekemisen hetkellä markkinoilta löytyviin komponentteihin.

Haluan esittää kiitokseni työn valvojalle professori Kimmo Kauhaniemelle, kannustavista ja osaavista kommentteista. Lisäksi kiitokset toiselle ohjaajalleni insinööri Ari Pättille, ohjauksesta ja työn loppuun saattamisen antamasta motivaatiosta. Erityisesti haluan kiittää tulevaa vaimoani Heidiä, joka on ollut tukenani koko tämän prosessin aikana.

Vaasassa 17.12.2019

Heija Länsman

SISÄLLYSLUETTELO

ALKULAUSE	2
SISÄLLYSLUETTELO	3
SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO	5
TIIVISTELMÄ	7
ABSTRACT	8
1 JOHDANTO	9
1.1 Tavoite ja tausta	9
1.2 Tutkimusmateriaali,-metodi ja -kysymykset	11
1.3 Työn rakenne	11
2 DIGITAALISEN SÄHKÖASEMAN STANDARDIT	13
2.1 IEC 61850 standardin kehitys	13
2.2 Digitaalisen sähköaseman kannalta tärkeimmät IEC 61850 standardin osat	16
2.3 Tietoturva	18
3 DIGITAALINEN SÄHKÖASEMA	19
3.1 Digitaalisen sähköaseman rakenne	19
3.2 Merging unit	21
3.3 Epäkonventionaaliset mittamuuntajat	22
3.3.1 Optiset mittamuuntajat	24
3.3.2 Rogowskin kelaan perustuva virtamuuntaja	26
3.3.3 Jännitteen jakoon perustuvat jännitemuuntajat	27

3.4	Päämuuntajan seurantalaitteet	28
3.5	Älykkäät kytkinlaitteet ja kojeistot	29
3.5.1	Kytkinlaitteiden ohjausyksikkö	30
3.5.2	Digitaaliset kojeistot	31
4	MARKKINOILTA TARJOLLA OLEVAT 110 KV DIGITAALISEN SÄHKÖASEMAN KOMPONENTIT	34
4.1	Merging unitit	34
4.2	Epäkonventionaaliset virtamuuntajat	36
4.3	Digitaalinen kojeisto	38
4.4	Päämuuntajan seurantalaitteet	39
5	DIGITAALISEN SÄHKÖASEMAN KUSTANNUKSET VERRATTUNA PERINTEISEEN SÄHKÖASEMAAN	41
5.1	Digitaalisen sähköaseman kustannusrakenteen erot konventionaaliseen sähköasemaan	41
5.2	Kaapelointikustannusten muutos	42
5.3	Digitaalisen sähköaseman koko verrattuna konventionaaliseen sähköasemaan	45
6	DIGITAALISEN SÄHKÖASEMAN TOTETUSVAIHTOEHTOJA	47
6.1	Täysin digitaalinen sähköasema	47
6.2	Digitaalinen sähköasema konventionaalisilla mittamuuntajilla ja SAMU yksiköillä	51
6.3	Digitaalisen sähköaseman toteutusvaihtoehtojen vertailu	53
7	JOHTOPÄÄTÖKSET JA JATKOTUTKIMUKSEN TARPEET	55
8	YHTEENVETO	58
	LÄHDELUETTELO	60

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Symbolit

<i>A</i>	Ampeeri
<i>B</i>	Magneettivuon tiheys
<i>i</i> ₁	virta
<i>L</i>	Pituus
<i>M</i>	Keskinäisinduktanssi
θ_f	Valonsäteen taittumisen kulma
<i>t</i>	Aika
<i>u</i> ₁	Mitattava jännite
<i>u</i> ₂	toisiojännite
<i>V</i>	Voltti
V	Verdet-vakio
<i>Z</i>	Impedanssi

Lyhenteet

ASCII	Abstract Communication Service Interface
BIED	Breaker Intelligent Electronic Device
CDC	Common Data Classes
GIS	Gas Insulated Switchgear
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Events
GPS	Global Positioning System
HMI	Human Machine Interface
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic Device
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ISO	International Organization for Standardization
MMS	Manufacturing Message Specification
MU	Merging Unit
NCIT	Non-Conventional Instrument Transformer

OSI	Open Systems Interconnection
PRP	Parallel Redundancy Protocol
PTP	Precision Time Protocol
SAMU	Stand-Alone Merging Unit
SCL	System Configuration description Language
SCSM	Specific communication service mapping
SCU	Switchgear Control Unit
SIED	Switch Intelligent Electronic Device
SV	Sampled Values
XML	Extensible Markup Language

VAASAN YLIOPISTO**Teknillinen tiedekunta**

Tekijä:	Heija Länsman
Diplomityön nimi:	110 kV digitaalisen sähköaseman toteutusvaihtoehdot
Valvoja:	Professori Kimmo Kauhaniemi
Ohjaajat:	Professori Kimmo Kauhaniemi Ins. (AMK) Ari Pätsi
Tarkastaja:	Professori Hannu Laaksonen
Tutkinto:	Diplomi-insinööri
Oppiaine:	Sähkötekniikka
Opintojen aloitusvuosi:	2011
Diplomityön valmistumisvuosi:	2019

Sivumäärä: 66

TIIVISTELMÄ

Tämä diplomityö on tehty VEO Oy:lle. Työn tavoitteena on esittää yritykselle mahdollisia 110 kV digitaalisen sähköaseman toteuttamisvaihtoehtoja sekä tutkia digitaalisuuden vaikutuksia sähköaseman projektointiin kustannuksiin. Tätä varten työn alussa esitellään termi digitaalinen sähköasema tieteellisen kirjallisuuden ja standardien pohjalta. Tiivistetyksi termiä käytetään sähköasemasta, jonka laitteiden välinen kommunikaatio on toteutettu IEC 61850 mahdollistamalla asema- ja prosessiväylällä. Näistä tutkimuksen kannalta tärkeämpi määritelmä on prosessiväylän käyttäminen.

Työssä esitellään tarkemmin kirjallisuuden perusteella luotu kuva digitaalisen sähköaseman rakenteesta. Myös digitaaliseen sähköasemaan olennaisesti kuuluvat komponentit esitellään tarkemmin. Tämän lisäksi esitellään tarkemmin alalla olevien yritysten tuote- ja palvelutarjontaa digitaalisen sähköaseman toteuttamisen kannalta.

Työssä esitellään kuinka digitaalisuus vaikuttaa digitaalisen sähköaseman kustannuksiin verrattuna konventionaaliseen sähköasemaan. Työn tulosten perusteella voidaan olettaa, että digitaalisen sähköaseman toteuttamisen kustannukset tulevat olemaan pienemmät kuin konventionaalisisessa sähköasemassa. Varsinkin optisten kuitukaapelien käyttö digitaalisen kommunikaation kanssa tulee vähentämään sähköaseman kuparikaapelien ja kokonaiskaapeloinnin määrää, vaikuttaen materiaali-, rakennus- ja suunnittelukustannuksiin.

Työn kannalta tärkeimpänä esitellään muutama vaihtoehto prosessiväylää käyttävistä digitaalisen sähköaseman toteutuksesta. Digitaalisen sähköaseman voi toteuttaa joko täysin digitaalisena, jolloin kaikki kommunikaatio sähköaseman sisällä ja sieltä ulos tapahtuu digitaalisesti asema- ja prosessiväylää hyödyntäen. Tätä varten on käytettävä esimerkiksi epäkonventionaalisia mittamuuntajia, joiden mittaussignaalit liitetään prosessiväylään. Toinen mahdollinen vaihtoehto on hyödyntää konventionaalisia mittamuuntajia ja niiden yhteydessä stand-alone merging uniteja mittaustulosten digitoimiseen prosessiväylää varten.

AVAINSANAT: Digitaalinen sähköasema, prosessiväylä, IEC 61850

UNIVERSITY OF VAASA**Faculty of technology**

Author:	Heija Länsman
Topic of the Thesis:	110 kV digital substation implementation alternatives
Supervisor:	Professor Kimmo Kauhaniemi
Instructors:	Professor Kimmo Kauhaniemi B. Eng. Ari Pätsi
Evaluator:	Professor Hannu Laaksonen
Degree:	Master of Science in Technology
Major of Subject:	Electrical Engineering
Year of Entering the University:	2011
Year of Completing the Thesis:	2019

Pages: 66

ABSTRACT

This thesis has been made for VEO Oy. The purpose of the thesis is to introduce available implementation alternatives for 110 kV digital substation and effects of digitalization in substation projects costs. To achieve the concept of digital substation is opened with scientific literature and applicable standards. In short it means a substation where all communication between devices is done by IEC 61850 station- and process bus. For this thesis process bus is more important.

First a closer look at digital substations structure is taken and necessary components to achieve digital substation are introduced. For implementation purposes thesis introduces devices found from today's markets for digital substation are introduced. With this study it can be said that digital substation is achievable with current devices.

Thesis introduces effects of digitalization in substations project costs compared to conventional substation. From the study cost reductions in favor of digital substation projects can be seen. Especially moving from conventional hard wired copper wires to optical fibres in communication can introduce big savings on costs. Total cabling will be reduced due to optic fibers with higher bandwidth compared to copper wiring. This reduces costs on materials, building and engineering.

Most importantly couple implementation alternatives for digital substation with process bus are introduced. In fully digital substation implementation all of communication inside substation is done digitally using station- and process bus. To achieve this use of non-conventional instrument transformers is required. Other introduced implementation is using conventional instrument transformers with stand-alone merging units. Stand-alone merging units are used to digitize analogue signal from the conventional instrument transformer and to act as point of entry to process bus.

KEYWORDS: Digital substation, process bus, IEC 61850

1 JOHDANTO

Tässä työssä esitellään kirjallisuuteen perustuva kuva digitaalisesta sähköasemasta ja sen mahdollisista toteutusvaihtoehdoista 110 kV järjestelmänä. Termi digitaalinen sähköasema tarkoittaa yksinkertaisuudessaan sähköasemaa, jonka laitteiden välinen kommunikatio toteutetaan tietoverkon kautta digitaalisesti. Tärkeitä ominaisuuksia tähän ovat IEC 61850 standardisarjan mahdollistamat asema ja prosessiväylä. Näistä asemaväylää käytetään kenttätason IED laitteiden keskinäisen ja ylemmän tason sähköaseman automaatiojärjestelmien kommunikaatioon, ja se onkin laajasti käytössä. Työn kannalta kiinnostavampi on prosessiväylä. Prosessiväylää käytetään prosessitason laitteiden ja kenttätason IED laitteiden välillä. Työssä esitellään yleisesti standardeja, jotka mahdollistavat väyläpohjaisen kommunikaation sähköasemalla. Lisäksi esitellään laitteita, joiden avulla voidaan luoda toimiva kommunikaatio väyliä käyttävä digitaalinen sähköasema.

Työssä käydään läpi myös markkinoilta löytyviä tuotteita, joita voidaan käyttää kaupallisen digitaalisen sähköaseman luomiseen. Tätä varten on tutkittu alalla olevien komponenttivalmistien tuotetarjontaa ja esitelty yleisesti, kuinka hyvin digitaalisen sähköaseman laitteistoja on saatavilla. Digitaalisen sähköaseman yksi kiinnostuksen kohteista on myös kustannusrakenteen muutos konventionaaliseen sähköasemaan verrattuna. Työssä käydään läpi kirjallisuudessa ja alan yrityksien tiedotuksessa ilmeneviä kustannussäästöpotentiaaleja ja tutkitaan kuinka hyvin ne mahdollisesti voivat toteutua. Lopuksi esitellään työn kannalta tärkeimpänä erilaisia toteutusvaihtoehtoja prosessiväylää käyttävälle 110 kV digitaaliselle sähköasemalle ja vertaillaan näitä vaihtoehtoja.

1.1 Tavoite ja tausta

Ajatus diplomityön aiheeksi lähti VEO Oy:n tarpeesta tehdä selvitys digitaalisen sähköaseman toteutuksesta tällä hetkellä olemassa olevilla komponenteilla. Yrityksen näkökulmasta on tärkeä pysyä mukana alan trendien perässä.

Diplomityön tavoitteena on selvittää, minkälaisia toteutusvaihtoehtoja on olemassa digitaaliseen sähköasemalle ja kuinka digitaalisen sähköaseman kustannukset eroavat konventionaalisesta sähköasemasta. Tätä varten työssä tehdään kirjallisuuskatsaus siitä mitä digitaalinen sähköasema on ja kuinka digitaalisen sähköaseman kommunikaatio, rakenne ja laitteistot eroavat konventionaalisesta sähköasemasta. Lisäksi tutkitaan mitä tuotteita sähköasemiin liittyvien komponenttien valmistajilla on tällä hetkellä tarjota digitaalisen sähköaseman toteuttamista varten.

Aiheen laajuuden vuoksi työssä käsitellään tutkimuskysymystä teoreettiselta pohjalta, joten työstä on rajattu pois syvempi tarkastelu standardeihin, tietoturvaan ja käytössä oleviin kommunikaatio protokolliin. Työssä ei ole myöskään tarkoitus luoda olemassa olevista komponenteista valmista mallia digitaaliseen sähköasemalle, vaan esitellä mahdollisuuksia, joita voi hyödyntää digitaalisen sähköaseman suunnittelussa.

Tutkimusaihe on tärkeä ja ajankohtainen, koska sähköverkkoihin tulee jatkuvasti lisää älyä sekä digitaalista kommunikaatiota, jonka vuoksi verkkoyhtiöt ovat kiinnostuneet saamaan enemmän reaaliaikaisia kunto- ja tilatietoja verkon kaikilta osa-alueilta, myös sähköasemilta. Reaaliaikaiset kunto- ja tilatiedot antavat verkkoyhtiölle mahdollisuuden tarveperustaiseen huoltosuunnitelmaan nykyisten määräaikaisten huoltoseisokkien sijaan. Sähköasemien elinkaarikustannuksia voidaan pienentää, kun määräaikaista huoltotarkastusta päästään eroon ja yllättäviä vikoja ilmaantuu harvemmin.

Aiheesta löytyy runsaasti tieteellisiä julkaisuja. Myös digitaalisen sähköaseman pilottiprojekteja on toteutettu maailmalla, ja esimerkiksi Suomessa Fingridin toimesta Pernoonkosken sähköasemalle vuonna 2019 ja Helenin toimesta Helsingin kalasatamaan vuonna 2018. Useimmat pilottiprojektit on toteutettu luomalla konventionaalisesta sähköasemasta rinnalle International Electrotechnical Commission (IEC) julkaiseman standardin IEC 61850 mukaiseen asema- ja prosessiväylään perustuva järjestelmä. Näin saadaan kerättyä dataa, jolla voidaan verrata kuinka hyvin digitaalisesti toteutettu sähköasema vastaa suorituskäytännön ja luotettavuudeltaan konventionaalista sähköasemaa. Lisäksi verkon

käyttäjä saa reaaliaikaista dataa sähköaseman toiminnasta, jota voidaan hyödyntää esimerkiksi sähköaseman kunnonvalvonnassa. Tätä dataa voidaan hyödyntää siirryttäessä määräaikaishuolloista enemmän tarveperustaiseen ylläpitoon.

1.2 Tutkimusmateriaali,-metodi ja -kysymykset

Diplomityön päätutkimuskysymys on, mitkä ovat digitaalisen sähköaseman toteutusvaihtoedot ja siihen liittyen apukysymyksiä:

- Mikä on digitaalinen sähköasema?
- Mitä komponentteja markkinoilta löytyy digitaalisen sähköasemaan?
- Miten eroavat digitaalisen ja konventionaalisen sähköaseman kustannukset?

Työ on toteutettu laadullisen eli kvalitatiivisen tutkimuksen metodein. Työn teoreettiseen viitekehykseen kuuluvat tutkimuskysymykseen liittyvistä standardeista, tieteellisistä julkaisuista ja alalla toimivien yritysten ja komponenttivalmistajien verkkosivuilta löytyvät tiedot.

1.3 Työn rakenne

Työn aluksi luvussa 2 esitellään pintapuolisesti keskeisiä standardeja digitaalisen sähköaseman kannalta. IEC 61850 standardi sarjan ollessa tärkein mahdollistaja digitaaliseen sähköasemaan, käydään sen historiaa ja kehitystä aluksi läpi. Lisäksi käydään katsaus standardin tärkeimmät alaosiot digitaalisen sähköaseman kommunikaation mahdollistaviin osiin -6, -7, -8 ja -9. Luvun lopussa lyhyt tarkastelu tietoturvan huomioon ottamisesta digitaalisessa sähköasemassa, tarkempi tarkastelu on kuitenkin rajattu työn ulkopuolelle.

Kolmannessa luvussa vastataan apututkimuskysymykseen, mikä on digitaalinen sähköasema. Aluksi käydään läpi standardeihin ja kirjallisuuteen perustuva katsaus digitaalisen sähköaseman rakenteeseen. Lopuksi esitellään tarkemmin digitaalisen sähköaseman mahdollistavia komponentteja, kuten epäkonventionaaliset mittamuuntajat. Neljäs luku keskittyy toisen apukysymyksen, mitä komponentteja markkinoilta löytyy digitaaliseen sähköasemaan. Tätä varten on käyty läpi eri valmistajien ja alalla olevien yritysten verkkosivuja ja kerätty näistä katsaus, kuinka luvussa 3 esitetyt komponentit on kaupallisesti saatavissa.

Viidennessä luvussa on tutustuttu kirjallisuudessa ja valmistajilta saatuihin tietoihin, kuinka digitaalisen sähköaseman kustannusten oletetaan muuttuvan konventionaaliseen sähköasemaan verrattuna. Aluksi käydään läpi mitä oletuksia kustannusten eroista on ja lopuksi käydään väittämiä tarkemmin läpi, hyödyntäen luvuissa 2 ja 3 läpi käytyjä tietoja digitaalisesta sähköasemasta. Kuudennessa luvussa vastataan työn tutkimuskysymykseen, mitkä ovat digitaalisen sähköaseman toteutusvaihtoehdot. Aluksi esitellään muutama erilainen toteutusvaihtoehto, joita kirjallisuudessa on esitelty ja lopuksi vertaillaan löydettyjä toteutusvaihtoehtoja.

Seitsemännessä luvussa käydään läpi mihin johtopäätöksiin työstä päästiin, siitä kuinka digitaalinen sähköasema voidaan toteuttaa tällä hetkellä tarjolla olevilla komponenteilla. Kahdeksannessa luvussa käydään läpi tiivis yhteenveto työn sisällöstä.

2 DIGITAALISEN SÄHKÖASEMAN STANDARDIT

Yksi tärkeimmistä mahdollistajista digitaaliselle sähköasemalle on ollut IEC 61850 standardisarja. Standardi alaosioineen määrittelee, kuinka sähköaseman laitteiden välinen kommunikaatio toteutetaan Ethernet pohjaisia väyläratkaisuja käyttäen siten, että useamman eri valmistajan tuotteet toimivat yhtenä kokonaisuutena. Standardisarjan osasta IEC 61850-9-2 on myös tehty tarkentava ohjeistus prosessiväylää hyödyntävien laitteiden vaatimuksista. Tässä luvussa käydään läpi yleisesti IEC 61850 standardia ja lisäksi tarkemmin digitaalisen kommunikaation mahdollistavat standardin osat IEC 61850-6, IEC 61850-7, IEC 61850-8 ja IEC 61850-9. IEC 61850-9-2LE ohjeistuksen sisältöä on myös sisällytetty mittamuuntajia koskevaan standardiin IEC 61869-9, joten tämän standardin vaikutukset digitaaliseen sähköasemaan käydään myös pintapuolisesti läpi.

2.1 IEC 61850 standardin kehitys

IEC 61850 on kansainvälinen standardi, jonka tekemisen motivaationa oli standardisoida kommunikaatio sähköasemilla. Ennen standardin luomista eri valmistajilla oli erilaiset kommunikaatiomenetelmät omissa laitteissaan, eivätkä ne olleet yhteensopivia toisten valmistajien laitteiden kanssa. Standardin luomisella on pyritty siihen, että useamman valmistajan tuotteita sisältävä sähköaseman kommunikaatio toimii saumattomasti eri valmistajien laitteiden kesken. Standardi on jaettu kymmeneen eri osa-alueeseen, jotka keskittyvät sähköaseman eri osa-alueisiin. Standardin ensimmäinen versio on julkaistu vuonna 2003 ja vuonna 2013 siitä julkaistiin uusi versio 2.0. (Mackiewicz 2016: 623-624; IEC TR 61850-1 2013: 1-35.) Taulukossa 1 on yleiskatsaus Standardin IEC 61850 osioista ja alaosioista.

Taulukko 1. IEC 61850 standardi ja sen pääosiot, sekä digitaalisen sähköaseman kanalta olennaisimmat alaosiot. (IEC TR 61850-1 2003: 5)

Part	Title
1	Introduction and Overview
2	Glossary of terms
3	General Requirements
4	System and Project Management
5	Communication Requirements for Functions and Device Models
6	Configuration Description Language for Communication in Electrical Substation Related to IEDs
7	Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment
7-1	Principles and Models
7-2	Abstract Communication Service Interface (ACSI)
7-3	Common Data Classes (CDC)
7-4	Compatible logical node classes and data classes
8	Specific Communication Service Mapping (SCSM)
8-1	Mappings to MMS (ISO/IEC 9506 – Part 1 and Part 2) and to ISO/IEC 8802-3
9	Specific Communication Service Mapping (SCSM)
9-1	Sampled Values over Serial Unidirectional Multidrop Point-to-Point Link
9-2	Sampled Values over ISO/IEC 8802-3
10	Conformance Testing

IEC 61850 standardin kehittäminen on lähtenyt liikkeelle vuonna 1994, kun IEC:n tekninen komitean 57 (engl. Technical Committee) tilapäinen työryhmä ”Sähköaseman ohjaus- ja suojausrajapinnat” (engl. Substation Control and Protection Interfaces) teki sarjan ehdotuksia sähköaseman automaatiojärjestelmien kommunikation standardisoimiseksi. Ehdotettu kumppanistandardi on sittemmin julkaistu IEC 60870-5-130 standardina. (IEC 61850-1 2003: 11) Seuraavat työryhmän ehdotukset esitettiin ja hyväksyttiin kansallisten komiteoissa (engl. National Committees):

- Standardin luominen toiminnalliseen arkkitehtuuriin, kommunikation rakenne ja yleiset vaatimukset.
- Standardin luominen yksiköiden sisäiseen ja väliseen, sekä sähköaseman tasojen väliseen kommunikatioon.
- Standardin luominen prosessien sisäiseen ja prosessi- ja yksikkötason väliseen kommunikatioon.
- Kumppanistandardin luominen suojauslaitteiston informatiiviselle rajapinnalle.

Standardin tavoitteena on standardisoida sähköaseman IED:n välisen kommunikation, näin ollen mahdollistaen useamman valmistajan IED:n kommunikation sähköasemalla. Samalla saavutetaan saneerauskohteissa mahdollisuus vaihtaa yhden valmistajan IED toisen valmistajan IED:llä, ilman että muihin sähköaseman osiin tarvitsee tehdä muutoksia. Standardin mukaan se täyttää seuraavat ominaisuudet (IEC 61850-1 2003: 10):

- Koko kommunikaatioprofiilin tulee pohjautua olemassa oleviin IEC/IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) /ISO (International Organization for Standardization) /OSI (Open Systems Interconnection model) kommunikatiostandardeihin, jos vain mahdollista.
- Käytetyt protokollat ovat avoimia ja ne tukevat itseään kuvaavia laitteita. Uusia toiminnollisuuksia tulee voida lisätä.

- Standardi perustuu data objekteihin, jotka liittyvät sähkövoimateollisuuden tarpeisiin.
- Kommunikaation syntaksi ja semantiikka perustuu sähkövoimajärjestelmään perustuviin yleisiin data objekteihin.
- Kommunikaatio standardin tulee ottaa huomioon sähköaseman osallisuus yhtenä solmuna sähköverkossa. Esimerkiksi sähköasema-automaatiojärjestelmän oletetaan olevan yksi elementti koko tehohallintajärjestelmässä.

2.2 Digitaalisen sähköaseman kannalta tärkeimmät IEC 61850 standardin osat

Digitaalisen sähköaseman kannalta tärkeimmät osat standardisarjasta ovat sen tietoliikenneperustaiseen kommunikaatioon liittyvät osiot 6, 7, 8 ja 9 alaosiointeen. Työssä esitellään pääpiirteittäin kyseisten osioiden sisältöä siltä osin kuin ne ovat merkityksellisiä työn kannalta. Lisäksi esitellään ohjeistus IEC 61580-9-2LE ohjeistus ja IEC 61869-9 standardia.

IEC 61850-6 osio käsittelee sähköaseman automaatiojärjestelmän konfigurointia siten, että eri valmistajien laitteet toimivat samassa järjestelmässä. Tätä varten standardi määrittelee tiedostomuodot, joilla voidaan esittää IED laitteiden konfiguraatiot, parametrit, tietoliikennejärjestelmien konfiguraatiot, kytkentälaitteiden funktiot sekä näiden väliset yhteydet. Luotu formaatti on Extensible Markup Language (XML) pohjainen System Configuration description Language (SCL). (IEC 61850-6 2009: 8)

IEC 61850-7 osio alaosiointeen määrittelee arkkitehtuurin kommunikaatiota varten sähköaseman laitteiden, kuten suoja releet ja katkaisijat, välillä. Tätä varten määritellään Abstract Communication Service Interface (ASCI) -rajapinnan, Common Data Classes (CDC) dataluokat ja niihin sopivat loogiset solmut mallintamaan laitteiden ominaisuuksia. (IEC 61850-7-1 2011: 10)

IEC 61850-8-1 osassa määritetään kuinka IEC 61850-7-2, IEC 61850-7-3 ja IEC 61850-7-4 osioissa määritetyt mallit ja palvelut kuuluu siirtää Ethernet-verkossa MMS (Manufacturing Message Specification) -protokollan mukaisesti. IEC 61850-7-2 osiossa esitetyille malleille, jotka eivät ole laadittu MMS-protokollalle, esitetään vaihtoehtoiset protokollat. (IEC 61850-8-1 2011)

IEC 61850-9-2 osiossa esitellään prosessiväylässä käytetty Sampled Values (SV)-protokolla, jolla esimerkiksi sähköaseman mittamuuntajien mittausdata voidaan siirtää kenttätason IED laitteille. SV-liikenne määritetään ISO/IEC 8802-3 Ethernet-standardin mukaisesti. Lisäksi osiossa esitellään SCSM, joka määrittää kuinka SV-liikenne kulkee IEC 61850-7-2 spesifionnin mukaan. (IEC 61850-9-2 2011)

IEC 61850-9-2 standardi asetti kuitenkin liian väljät raamit itse laitteille, jotka käyttävät SV-protokollaa kommunikaatioon, johtaen siihen, että eri valmistajien laitteet eivät toimineet keskenään halutulla tavalla. Tätä varten UCA International Users Group julkaisi ohjeistuksen *Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers Using IEC 61850-9-2*, joka on tavallisemmin tunnettu nimellä IEC 61850-9-2LE (Light Edition). IEC 61850-9-2LE tarkoittaa kuinka IEC 61850-9-2 SV-protokollan mukaan kommunikoivat laitteet tulee spesifioida, esimerkiksi tilanteessa, jossa standardi antoi vaihtoehtoja laitevalmistajille. Tarkoituksena on varmistaa eri valmistajien laitteiden toimiminen keskenään. (UCA International Users Group 2004; Lemmetyinen 2015: 17)

IEC 61850 sarjaa ja IEC 61850-9-2LE ohjeistusta on sittemmin kehitetty epäkonventionaalisia mittamuuntajia ajatellen ja julkaistu standardina IEC 61869-9. IEC 61869-9 standardin tarkoituksena on määrittää digitaalinen käyttöliittymä mittamuuntajille. Standardi on taaksepäin yhteensopiva IEC 61850-9-2LE ohjeistusta tukevien laitteiden kanssa. Lisäksi se tarkoittaa aikasykronoinnin vaatimuksia IEC 61588 standardin mukaan. (IEC 61869-9 2016)

Standardin IEC 61850 mukaan kommunikaatio sähköasemalla on jakautunut kolmelle eri tasolle, joiden välillä on kaksi kommunikaatioväylää. Nämä tasot ovat asemataso, kent-

tätaso ja prosessitaso. Asematasolla ovat sähköaseman ala-asema, kenttätasolla ovat kenttätason IED-laitteet ja prosessitasolla ovat prosessitason laitteet, kuten päämuuntajat niiden mittamuuntajat. Kommunikaatioväylistä asemaväylä on asematason ja kenttätason välillä. Asemaväylää pitkin yhdistetään sähköaseman ala-asema kentän IED-laitteisiin. Asemaväylän kommunikaatio perustuu MMS-protokollaan (Manufacturing Message Specification). Kenttätason ja prosessitason väliltä löytyy prosessitaso, joka yhdistää kenttätason IED-laitteet prosessitason laitteisiin. Prosessitason kommunikaatiossa käytössä ovat GOOSE- (Generic Object Oriented System Event) ja SV- protokollat (Sampled Values). (IEC61850-9-2; IEC TS 61850-90-4 2013: 32-33.)

2.3 Tietoturva

Digitaalisen sähköaseman periaate on digitaalisen kommunikaation lisääminen sähköasemalla. Lisäämällä laitteita ja toiminnallisuuksia tietoverkkoon, lisääntyvät myös mahdolliset haavoittuvuudet erilaisiin kyberhyökkäyksiin. Tämä nostaakin esiin kysymyksen tietoturvan toteutumisesta digitaalisessa sähköasemassa. Tietoturvan kannalta on tärkeitä, että jo suunnitellussa sähköasemaa otetaan kantaa tietoverkkoihin yhteydessä olevien laitteiden, tietoverkkojen arkkitehtuurin, palvelujen ja järjestelmien tietoturvaan. On otettava huomioon myös sähköaseman käyttäjän jo olemassa olevat järjestelmät ja tutkittava kuinka ne saadaan yhdistettyä sähköaseman järjestelmiin yhtenä turvallisena kokonaisuutena. Tämän takia tietoturvan toimivuus onkin yhteistyötä sähköaseman projektitoimittajan ja tilaajan kesken.

Standardien puolella mielenkiinto kohdistuu IEC 62531 standardi sarjaan. Tämän standardi sarjan tarkoituksena on kehittää standardit sähkövoimajärjestelmään liittyvien standardien esittelemien kommunikaatiojärjestelmien tietoturvasta. Myös digitaalisen sähköaseman mahdollistaneen IEC 61850 esittelemiin kommunikaatio protokolliin (IEC TS 62351-1 2007: 6-7). Standardi sarjan osa IEC TS 62351-6 on tärkeitä digitaalisen sähköaseman kannalta. Se tarkoittaa kuinka viestien, toimintosarjojen ja algoritmien tietoturva IEC 61850 standardin esittelemien kommunikaatioprotokollien kanssa toteutetaan (IEC 62531-6 2007: 5-6).

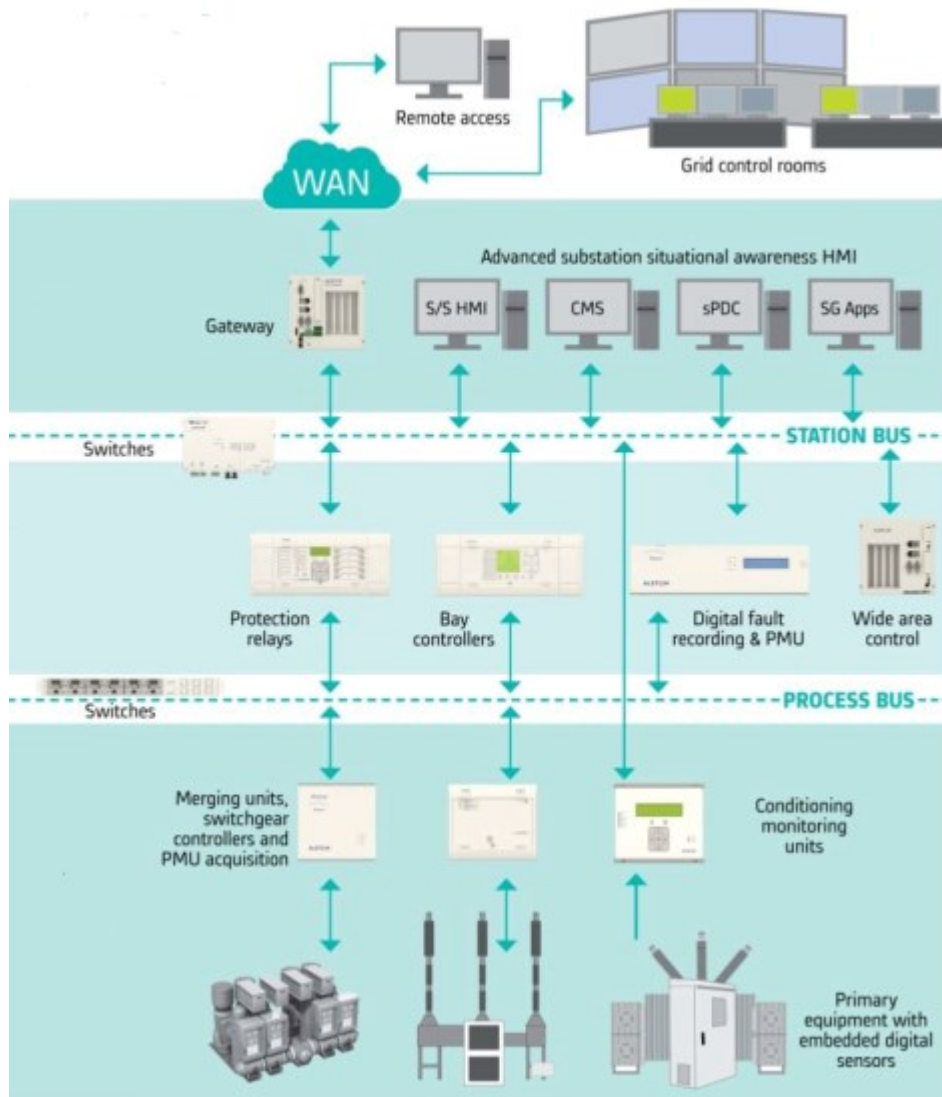
3 DIGITAALINEN SÄHKÖASEMA

Yksi työn tutkimuskysymyksen apukysymyksistä on mikä on digitaalinen sähköasema. Tässä luvussa esitetään vastaus tähän kysymykseen käymällä läpi aiheeseen liittyvien standardien sekä kirjallisuuden kautta saatuun kuvaan digitaalisesta sähköasemasta. Aluksi esitetään kirjallisuuslähteiden perusteella yleisesti mitä termi digitaalinen sähköasema tarkoittaa ja minkälainen rakenne sillä on. Lisäksi esitetään standardien ja kirjallisuuden, sekä alalla toimivien yritysten materiaalin kanssa läpi laitteita, jotka eroavat konventionaalisen sähköaseman laitteista.

3.1 Digitaalisen sähköaseman rakenne

Termillä digitaalinen sähköasema tarkoitetaan sähköasemaa, jossa primääriprosesseihin liittyvät mittaus- ja komentosignaalit muutetaan digitaaliseen muotoon, mielellään mahdollisimman lähellä signaalin lähdettä. Mitattu data välitetään laitteiden välillä prosessi- ja asemaväylän kautta. Nämä väylät ovat toisistaan riippumattomia Ethernet tietoverkkoja, joko fyysisesti tai loogisesti erotettuina. Tämä lähestymistapa eroaa huomattavasti konventionaalisesta sähköasemasta, jossa sama data liikkuu jopa kilometrien pituisella rinnakkaisten kuparikaapelien joukolla. (Vardhan, Ramlachan, Szela & Gdowik 2018: 1; Richards, Varghese & Procopiou 2015: 1).

Richards ym. (2015) mukaan digitaalisen sähköaseman voi jakaa kolmeen erilliseen arkkitehtuuri tasoon kuvan 1 mukaisesti. Tasot ovat ylhäältä lähtien aseman kontrolli taso, suojaus ja ohjaus taso sekä primäärilaitteiden prosessitaso. Tiedonsiirto näiden tasojen laitteiden välillä hoidetaan prosessi- ja asemaväylän kautta. Lisäksi aseman ja paikallisen - tai etäohjauskeskuksen välillä siirretään dataa tiedonsiirtoyhteyden kautta. Jotta tämä kommunikaatio toimisi useamman valmistajan laitteista koostuvassa digitaalisessa sähköasemassa, on luotu standardi sarja IEC 61850. Varsinkin standardin osat IEC 61850-8-1 ja IEC 61850-9-2, sekä ohjeistus IEC 61850-9-2LE luovat pohjan digitaalisen sähköaseman toimintaan, kuten luvussa 2 esitettiin. (Vardhan ym. 2018: 2).



Kuva 1. Periaatekuva digitaalisen sähköaseman arkkitehtuurista (Richards ym. 2015: 2).

Prosessitasolla mitataan digitaalisilla sensoreilla virta-, jännite-, tila- ja kuntosignaaleja sähköaseman primäärikomponenteista. Primäärikomponentit liitetään prosessitasoon sen rajapinnassa olevilla älykkäillä elektronisilla laitteilla (Intelligent Electronic Devices, IED), kuten MU:lla (Merging unit) ja BIED/SIED:lla (BreakerIED/SwitchIED). Täysin digitaalisessa sähköasemassa prosessiväylän kautta kulkee kaikki data primäärikomponenttien mittaustulosten ja aseman ohjauskeskuksen komentojen, kuten katkaisijan laukaisukomennon välillä. (Richards ym 2015: 2).

Asemaväylän ja prosessiväylän välillä on kenttätaso, jolla ovat sähköaseman toisiokomponentit, kuten sähköaseman suojareleet, kentän ohjaimet ja digitaalinen vikojen seuranta. Nämä IED:t ovat yhteydessä toisiinsa asemaväylän kautta. Asematason kautta myös eri asemat ovat yhteydessä toisiinsa sekä ylemmän tason valvontajärjestelmiin. (Richards ym.: 2; Elovaara & Haarla 2011: 388–390).

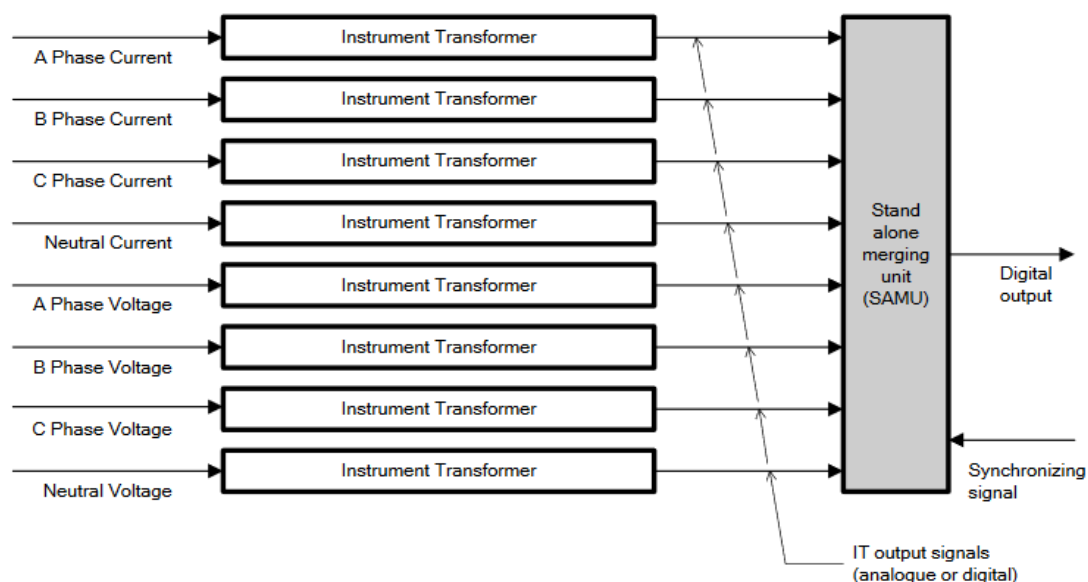
3.2 Merging unit

Tärkeä osa digitaalisen sähköaseman mahdollistamista on saada sähköaseman analogisista pääsuureista mitatut arvot muunnettua standardin mukaiseen digitaaliseen muotoon. Tämä digitaalinen signaali taas täytyy saada yhdistettyä prosessiväylän kautta sähköaseman IED:lle. Tätä varten IEC 61850 standardi esittelee liityntälaite MU:n.

MU määritellään laitteeksi, joka vastaanottaa analogisen mittaussignaalin yhdeltä tai useammalta mittamuuntajalta, konventionaaliselta tai epäkonventionaaliselta, ja yhdistää, sekä muuttaa ne digitaaliseen muotoon. MU lähettää tämän yhdistetyn digitaalisen signaalin SV-protokollan mukaisena prosessiväylään, jossa signaali on sähköaseman IED laitteiden hyödynnettävissä (Schmid & Schumacher 2008: 3-5; Richards ym. 2015: 3; Janssen & Apostolov 2008: 2-3). MU voi olla integroituna epäkonventionaaliseen mittamuuntajaan, jolloin MU:n ja epäkonventionaalisen mittamuuntajan välistä yhteyttä ei ole standardissa määritelty. Tämä on otettava huomioon, jos epäkonventionaalisen mittamuuntajaan integroitua MU:ta joudutaan vaihtamaan, eli täytyy hankkia sama MU, jotta se toimii kyseisen epäkonventionaalisen mittamuuntajan kanssa. (Schmid & Schumacher 2008: 3-5; Holger, Guenther & Becker 2016: 1-2).

MU voi olla myös täysin erillinen laite, jolla konventionaalisen mittamuuntajien mittaus tulokset muunnetaan SV-liikenteeksi tai yhdistetään useampi SV sisääntulo yhdeksi SV-paketiksi. Tämänlainen MU on standardin mukaan nimetty Stand-Alone Merging Unit (SAMU) (Schmid & Schumacher 2008: 5-6; IEC 61869-9 2016: 10-11; Haapoja 2018: 22-23). Täten yhdellä SAMU yksiköllä on mahdollista yhdistää esimerkiksi sähköaseman

yhden lähden kolmivaiheiset virta- ja jännitemittaukset, sekä niiden nollakomponentit ja liittää nämä tiedot prosessiväylään, kuten kuvassa 2 esitetään.



Kuva 2. Konventionaalisten mittamuuntajien analogisten signaalien liittäminen SAMU yksikön kautta prosessiväylään (IEC 61869-9 2016: 11).

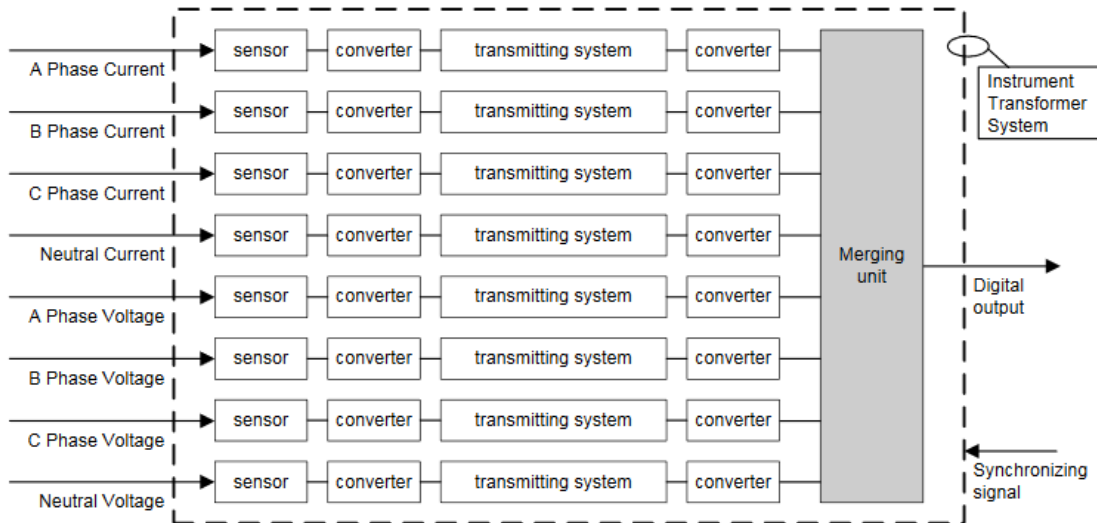
SAMU laitteille on kehitteillä oma standardinsa IEC 61869-13, joka on tarkoitus julkaista loppuvuonna 2020. Tuleva standardi tulee määrittämään SAMU laitteet tarkemmin kuin tähän mennessä mainituissa IEC 61850 standardin osissa. Tähän työhön en kuitenkaan saa vielä tarkempia tietoja tulevasta standardista, joten tämä tulee ottaa huomioon tulevissa tutkimuksissa.

3.3 Epäkonventionaaliset mittamuuntajat

Tavallisesti sähköasemilla virran ja jännitteen mittaukseen käytettävät virta- ja jännite muuntajat perustuvat sähkömagneettiseen induktioon ja rautasydämen käyttöön. Ne muuntavat primäärijärjestelmässä olevan jännitteen 110 tai 220 V ja primäärijärjestelmässä kulkevan virran 1 tai 5 A tasolle. Nämä alemmat signaalitasot yhdistetään kupari-kaapelein IED:lle, joissa mittaustulokset muunnetaan primääriarvoja vastaaviksi arvoiksi.

Mittamuuntajilla voi olla yksi tai useampi sydän, jotka on optimoitu eri tarkoituksia varten, kuten suurta tarkkuutta tai laajaa dynaamista skaalaa varten. Näitä rautasydämissä mittamuuntajia kutsutaan usein konventionaalisiksi mittamuuntajiksi (Varhan ym 2018: 2; Richards ym. 2015: 3; Brand, Brunner & Mesmaeker 2011: 13-14).

Digitaalisessa sähköasemassa mittaussignaalit halutaan kuitenkin muuttaa digitaalisiksi jo mittauspisteessä, joten on luontevampaa käyttää ns. epäkonventionaalisia mittamuuntajia, englanninkielisessä kirjallisuudessa käytetään termejä Non-Conventional Instrument Transformer (NCIT) ja Low Power Instrument Transformer (LPIT). Työssä käytetään termiä epäkonventionaalinen mittamuuntaja. Näitä ovat esimerkiksi optiset mittamuuntajat, Rogowskin kelaan perustuvat virtamuuntajat ja tehoelektroniikkaan perustuvat mittamuuntajat (Vardhan ym. 2018: 2). Epäkonventionaalisten mittamuuntajien tuottamat mittauksen signaalitasot ovat jo valmiiksi millivolttiluokkaa, josta data voidaan muuntaa IEC 61850 mukaiseksi SV liikenteeksi ja yhdistää prosessiväylään integroiduilla MU:lla. Tämän takia vältetään konventionaalisten mittamuuntajien käyttämisessä tarvittavilta välipiireiltä ja apulaitteilta, siirrettäessä mittausdataa kenttätason IED:lle. Lisäksi hyödyllisiä ominaisuuksia ovat optisen tiedonsiirron suuri kaistanleveys, mahdollisesti parempi tarkkuus kun jännitehäviöt poistuvat siirtotiestä ja parempi turvallisuus, koska toisiojärjestelmän data liikkuu optisia kuituja pitkin eikä sähköisesti kuparikaapeleilla. (Elovaara & Haarla 2011: 224; Silva, Martins, Nascimento, Baptista, Ribeiro, Santos & Frazão 2012: 603). Standardi IEC61869-9 esittää konseptin epäkonventionaalisesta mittamuuntajasta digitaalisella ulostulolla. Tämä konsepti on esitetty kuvassa 3. Kuvasta 3 nähdään kuinka, primäärisuureet mitataan epäkonventionaalisen mittamuuntajan sensoripäillä, mitattu signaali kulkee erilaisten konvertterien läpi integroidulle MU laitteelle. MU laitteelta lähtee digitaalinen ulostulo signaali, joka voidaan liittää sähköaseman prosessiväylään (IEC 61869-9 2016: 9-10).



Kuva 3. IEC 61869-9 (2016) esittämä konsepti epäkonventionaalisesta mittamuuntajasta ja siihen integroidusta MU laitteesta.

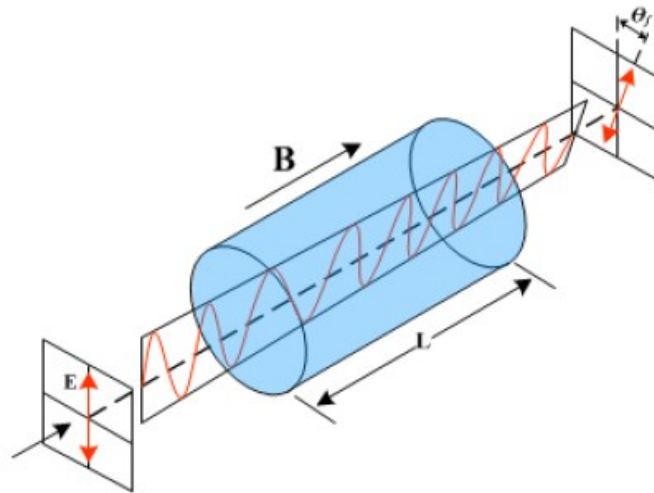
3.3.1 Optiset mittamuuntajat

Virran mittaukseen käytettävät optisissa mittamuuntajissa voidaan hyödyntää Faraday-ilmiötä, jota kutsutaan myös magneto-optiseksi ilmiöksi, käyttäen Verdet-vakiota avuksi. Tässä ilmiössä polarisoitu valonsäde tietyissä väliaineissa taittuu magneettikentän vaikutuksesta. Kentän ja valonsäteen kulkusuunnan ollessa sama, valonsäteen kääntymiskulma on verrannollinen matkaan, jonka valonsäde kulkee väliaineessa, sekä magneettikentän voimakkuuteen. (Elovaara & Haarla: 224-225; Silva ym. 2012: 604) Valonsäteen taittumisesta kulma θ_f voidaan ilmaista matemaattisesti yhtälöllä

$$\theta_f = \int_L V \mathbf{B} \cdot d\mathbf{l}, \quad (1)$$

jossa V on materiaalin Verdet-vakio, \mathbf{B} on magneettivuon tiheys ja $d\mathbf{l}$ on valonsäteen kulkusuunnan mukainen differentiaali vektori. (Silva ym. 2012: 604). Kuvassa 4 nähdään

periaatekuva Faraday-ilmiön mukaisesta valonsäteen taittumisesta magneettikentän vaikutuksesta.



Kuva 4. Periaatekuva Faraday-ilmiön mukaisesta valonsäteen taipumisesta väliaineessa magneettikentän vaikutuksesta (Silva ym. 2012: 604)

Faraday-ilmiöön perustuvan virtamuuntajan voi valmistaa esimerkiksi kiertämällä valokuitukaapelin voimajohdon ympärille. Voimajohdon aiheuttama magneettikenttä taittaa valokuitukaapelin sisällä kulkevaa valonsädettä Faraday-ilmiön mukaisesti, tämä signaali voidaan signaalinkäsittelyn keinoin muuttaa suojareleen käyttöön sopivaksi digitaaliseksi virta-arvon signaaliksi. (Richards ym. 2015: 3, Elovaara & Haarla 2011: 225)

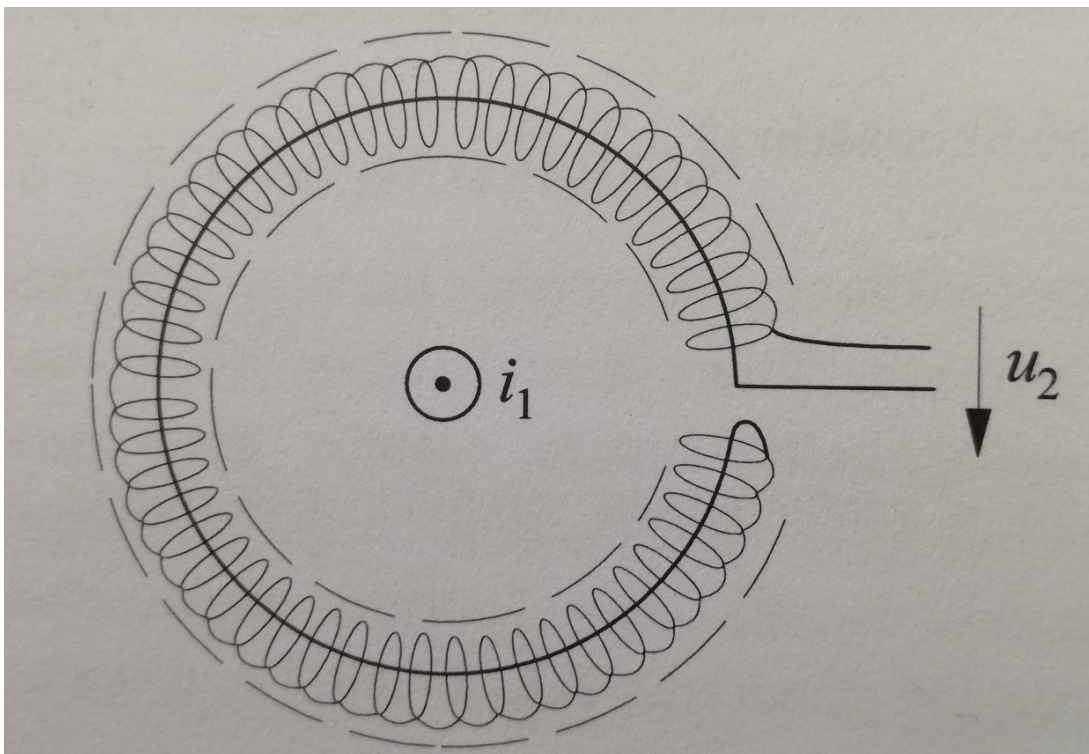
Jännitemittausta varten optisella mittamuuntajalla voidaan hyödyntää Pockels-ilmiötä. Pockels-ilmiössä tietyt materiaalit muuttuvat anisotrooppisiksi sähkökentän vaikutuksesta. Polarisoitu valonsäde hajoaa kahdeksi erilliseksi säteeksi, joilla on erilaiset ominaisuudet, kuljettuaan tällaisen materiaalin läpi. Muodostuneista valonsäteistä voidaan laskea niiden hajoamisen aiheuttaneen jännitteen aaltomuoto ja suuruus. Signaalin käsittelyllä saatu tieto voidaan muuttaa suojareleelle käyttökelpoiseksi jännitearvo-signaaliksi. (Elovaara & Haarla 2011: 225)

3.3.2 Rogowskin kelaan perustuva virtamuuntaja

Rogowskin kela, joka on symmetrisen toroidin muotoinen ilmasydäminen käämi, voidaan myös käyttää virtamuuntajana. Virtamuuntajasovelluksena mitattavan virran johdin vietään Rogowskin kelan läpi. Mitattavan johdon virta indusoi toisiojännitteen Rogowskin kelaan yhtälön

$$u_2 = M \frac{di_1}{dt} \quad (2)$$

mukaisesti. Yhtälössä u_2 on toisiojännite, M on kytkennän keskinäisinduktanssi ja i_1 on mitattavan johdon virta. (Aro, Elovaara, Karttunen, Nousiainen & Palva 2017: 486) Rogowskin kela on huomattavasti pienempi kuin konventionaalinen virtamuuntaja, sillä ei ole kyllästyvää rautasydäntä, joten mittaustulos on lineaarinen ja siinä on suuri kais-
tanleveys mittauksia varten. Kuva 5 esittää Rogowskin kelaa virtamuuntajana.



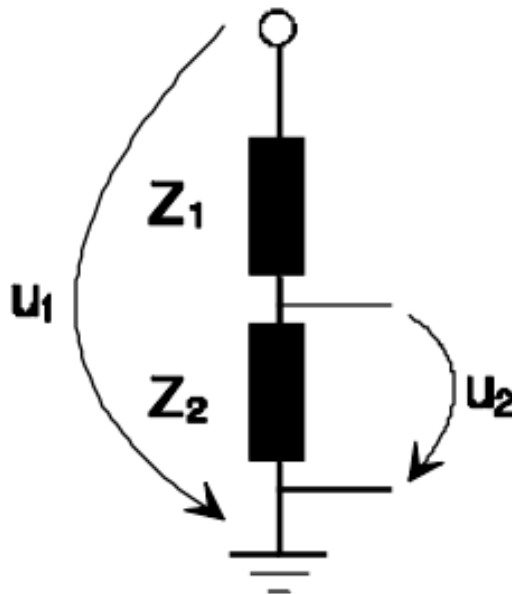
Kuva 5. Virtamuuntajana toimivan Rogowskin kelan periaatekuva. (Aro ym. 2017: 486)

3.3.3 Jännitteen jakoon perustuvat jännitemuuntajat

Jännitteen mittausta varten voidaan käyttää resistiivistä tai kapasitiivista jännitteenjakajaa. Resistiivisessä ratkaisussa kaksi resistiivistä impedanssia kytketään sarjaan ja toisesta impedanssista mitataan jännitesignaali. Saatu jännitesignaali on verrannollinen vaiheen ja maan väliseen jännitteeseen, joten siitä saadaan laskettua mitattava jännite. Jännitteenjakajankin hyvinä puolina voidaan pitää kyllästyvän rautasydämen puute, lineaarinen ulostulo, pieni koko ja se ei aiheuta ferroresonanssia. Jännitteenjakaja voidaan esittää yhtälöllä

$$u_2 = \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2} u_1, \quad (3)$$

jossa u_1 on mitattava jännite, u_2 on ulostulojännite ja Z_1 sekä Z_2 jännitteenjakajan sarja-impedanssit. Kuvassa 6 on esitetty yhtälön 3 mukaisen jännitteenjakajan periaatepiirros. (Mähönen, Moisio, Hakola & Kuisti 1996)



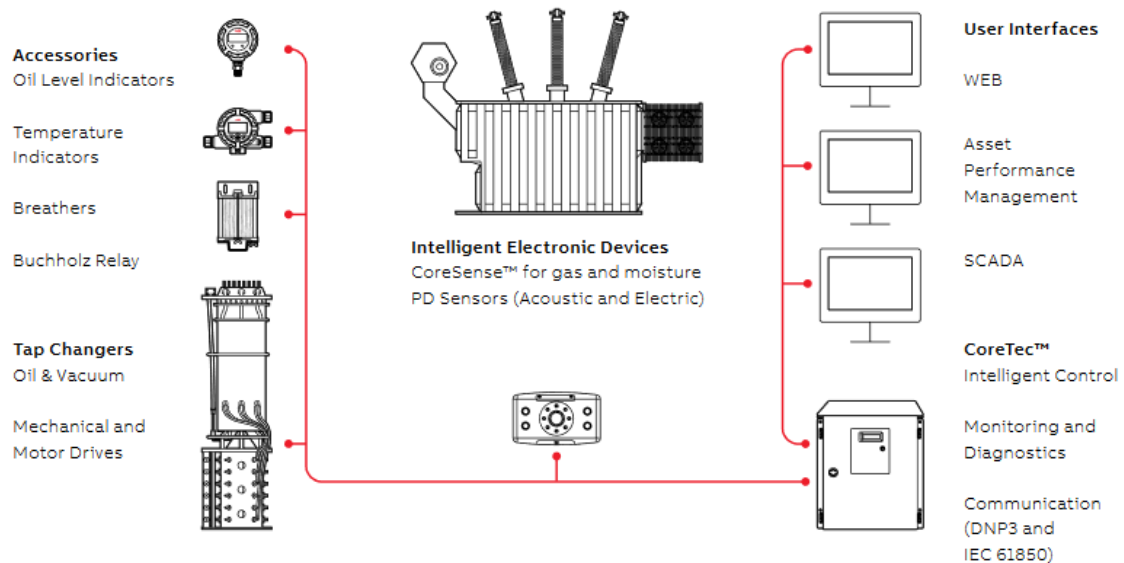
Kuva 6. Resistiivisen jännitteenjakajan periaatepiirros (Mähönen ym.: 5s).

3.4 Päämuuntajan seurantalaitteet

Yleisesti sähköaseman kallein yksittäinen komponentti on päämuuntaja ja tämän lisäksi sen vikaantuminen aiheuttaa helposti suuria keskeytyskustannuksia. Tämän takia sähköaseman omistajan intresseissä on panostaa päämuuntajien suojaukseen ja kunnonvalvontaan (Lakervi & Partanen 2009: 119-121). Sensoriteknologian kehitys ja IEC 61850 mahdollistaman digitaalisen kommunikaation avulla, myös päämuuntajien kunnonvalvontaa, suojausta ja käytön aikaisia arvoja voidaan seurata ja kehittää. Käytön aikaisessa seurannassa voidaan seurata esimerkiksi:

- käämikytkimen tilaa
- öljyn pintaa
- muuntajan lämpötilatietoja
- jäähdytyksen tietoja
- veden ja kaasujen määrä öljyssä
- käämien kuormitusvirtoja.

Nämä tiedot voidaan päämuuntajaan integroidun MU:n kautta lähettää prosessiväylän kautta sähköaseman IED laitteille sekä asemaväylän kautta sähköaseman valvomoon, jotka voivat hyödyntää niitä suojausominaisuuksissa ja päämuuntajien kunnonvalvonnassa (Dolata & Wagner 2011: 1-4). Kuvassa 7 ABB:n visio tuotteistetusta IEC 61850 hyödyntävästä päämuuntajan kunnonvalvonnasta.



Kuva 7. ABB:n näkemys tuotteistetusta IEC 61850 standardia hyödyntävästä päämuuntajan kunnonvalvonnasta. (ABB Power Grids 2018: 40)

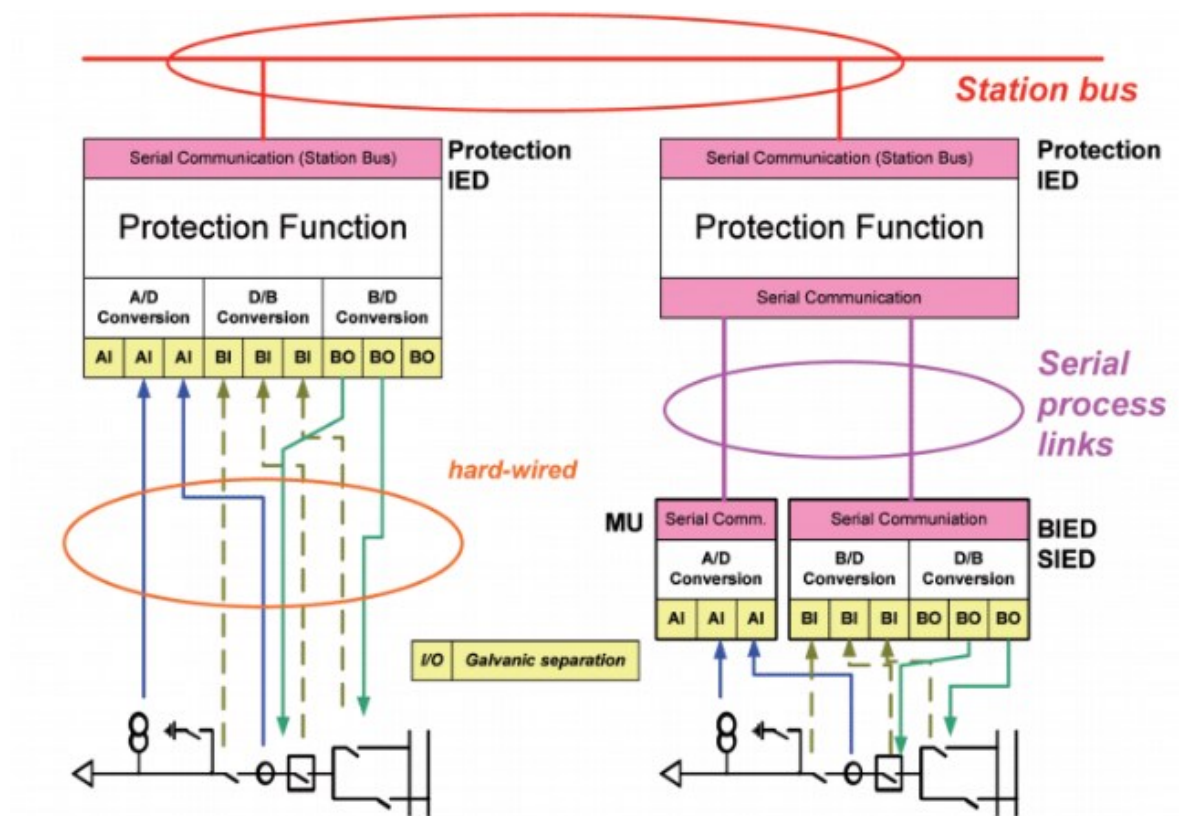
3.5 Älykkäät kytkinlaitteet ja kojeistot

Sähköaseman kannalta tärkeitä prosessitason laitteita ovat myös kytkinlaitteet ja erilaiset kojeistot. Perinteisesti näiden laitteiden kommunikaatio muiden laitteiden kanssa on toteutettu kuparikaapeleita pitkin. Digitaalisessa sähköasemassa tarkoituksena on kuitenkin hyödyntää kommunikaatiöväyliä tähän tarkoitukseen. Tämän takia esimerkiksi kytkinlaitteille on kehitetty kytkinlaitteiden ohjausyksiköjä, joilla kytkinlaitteet voidaan yhdistää prosessiväylään. Kojestojen puolella digitaaliseen kojeistoon voidaan konventionaalisten mittamuuntajien tilalle vaihtaa epäkonventionaaliset mittamuuntajat ja MU/SAMU laitteita hyödyntämällä käyttää prosessiväylää kojeistojen sisäisen ja keskinäisen kommunikaation perustana.

3.5.1 Kytkinlaitteiden ohjausyksikkö

Perinteisesti viestintä kentän IED laitteiden ja kytkinlaitteiden välillä hoidetaan kuparikaapelein, joilla siirretään esimerkiksi katkaisijan tilatiedot IED laitteilla ja toiseen suuntaan ohjaus- ja laukaisukomentoja. Kuten aikaisemmin käytiin läpi, digitaalisessa sähköasemassa näitäkin signaaleja varten voidaan hyödyntää prosessiväylää. Jotta katkaisija tai erotin saadaan liitettyä prosessiväylään, on kehitetty ns. BIED (Breaker IED) /SIED (Switch IED), tavataan kirjallisuudessa myös nimityksellä SCU (Switchgear Control Unit).

BIED/SIED on laite, jolla kytkinlaite voidaan yhdistää prosessiväylään. Se voi olla joko integroituna kytkinlaitteeseen tai olla erillinen laite. Laitteen mahdollistaa kytkinlaitteen tilatietojen lähettämisen IED:lle sekä ohjaus- ja laukaisukomentojen vastaanottamisen kytkinlaitteille GOOSE-viesteinä prosessiväylän kautta. Tätä varten laite muuntaa kytkinlaitteelta tulevan binäärisen tilatieto signaalin digitaalseksi GOOSE-viestiksi ja toiseen suuntaan tulevan GOOSE-viestin binääriseksi ohjaus- tai laukaisukomennoksi kytkinlaitteelle. Kuvassa 8 on esitelty konventionaalisen kuparikaapeleilla toteutetun IED ja kytkinlaitteiden kommunikointi sekä prosessiväylää hyödyntävä toteutustapa. (Brand ym. 2011: 15-19; Filho ym. 2010: 4-5).



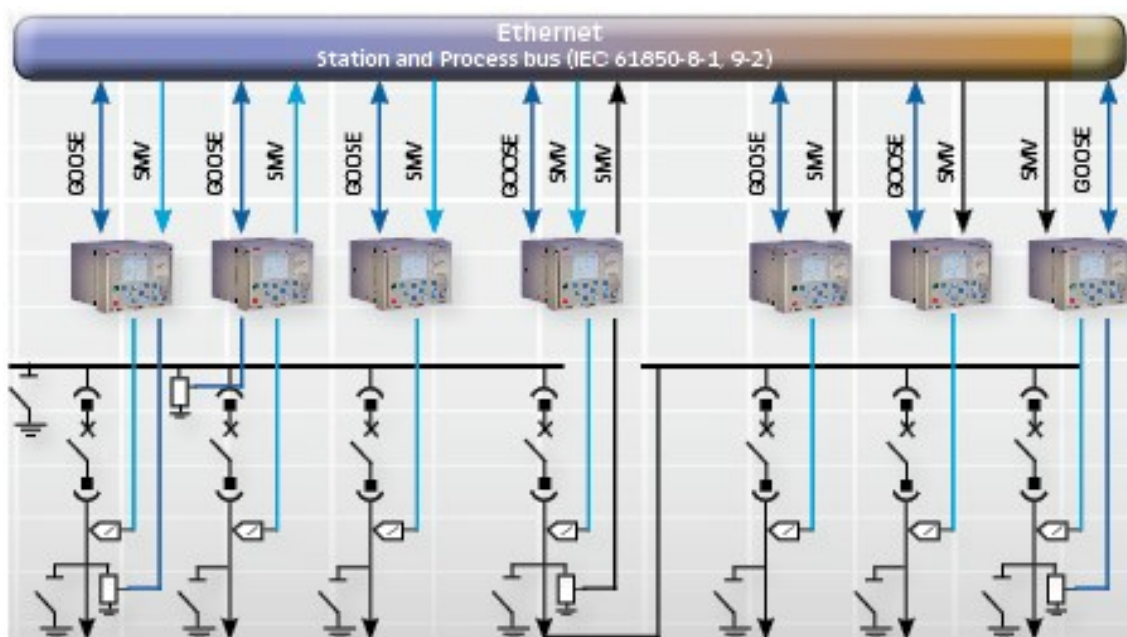
Kuva 8. Vasemmalla konventionaalinen ratkaisu kytkinlaitteiden ohjauksesta ja oikeilla prosessiväylää käyttävä digitaalinen ratkaisu. (Brandy m. 2011: 15)

3.5.2 Digitaaliset kojeistot

Kojeistot ovat laitteita, joissa yhdistyvät suojaus-, ohjaus-, kytkentä- ja valvontalaitteet. Perinteisesti ne ovat toteutettu konventionaalisilla mittamuuntajilla ja tiedonsiirto kojeiston sisällä ja kojeistojen välillä on toteutettu kuparikaapelein.

Digitaalisissa kojeistossa virran ja jännitteen mittaukseen käytetään epäkonventionaalisia mittamuuntajia, kuten aikaisemmin läpi käydyt jännitteenjakajat ja Rogowskin kelaan perustuvat virtamuuntajat. Mittaustulokset lähetetään IED laitteille integroidun MU:n kautta IEC 61580-9-2LE mukaisina SV-paketteina. Lisäksi IED laitteiden ja kytkinlaitteiden ja niihin integroitujen BIED/SIED laitteiden välinen tiedonsiirto hoidetaan GOOSE viesteinä, sisältäen ohjaus- ja laukaisukomennot kytkinlaitteille sekä kytkinlaitteiden tilatiedot IED laitteille. Käyttämällä IEC 61850 mukaista kommunikaatiota kojeiston sisäisten laitteiden välillä, saadaan kojeistojen sisäisten ja välisten johdotusten määrää

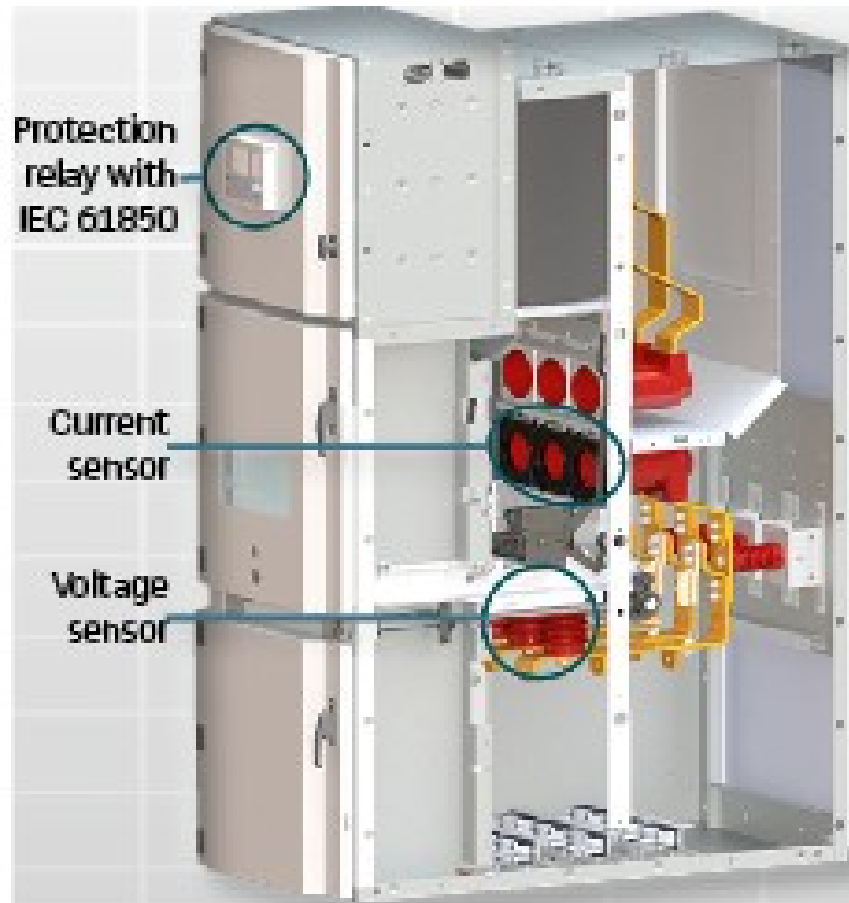
vähennettyä huomattavasti kuparikaapelien vähenemisen myötä (Vandiver 2018). Kuvassa on 9 Vandiverin (2018) esittämä periaatekuva IEC 61850 asema- ja prosessiväylästä, sekä epäkonventionaalisia mittamuuntajia hyödyntävistä digitaalisista keskijännitekojeistoista.



Kuva 9. Periaatekuva IEC 61850 kommunikaatiota hyödyntävästä keskijännitekojeistosta (Vandiver 2018)

Epäkonventionaalisten mittamuuntajien käytön etuja konventionaalsiin ratkaisuihin verrattuna löytyy esimerkiksi laaja dynaaminen mittausalue hyvällä tarkkuudella, jonka epäkonventionaaliset mittamuuntajat tuovat kyllästyvän rautasydämen puuttuessa. Suuri dynaaminen mittausalue auttaa tuotannon standardoimisessa, kun tarvittavia variaatioita kojeistoon voidaan tehdä ohjelmallisesti IED laitteille, eikä mitoittamalla konventionaalisia mittamuuntajia sovelluskohteen mukaan. Tuotteiden valmistuksen standardoinnilla taas säästetään valmistuskustannuksissa ja toimitusajoissa. Epäkonventionaaliset mittamuuntajat ovat myös fyysiseltä kooltaan pienempiä kuin konventionaaliset mittamuuntajat, mahdollistaen näin pienemmän kojeistorakenteen ja säästöjä materiaalikustannuksissa. On kuitenkin varmistettava, että käytettävien epäkonventionaalisten mittamuuntajien mittausten tarkkuus riittää mittarointitarkoituksiin sovelluksissa, joissa sitä tarvitaan. (Vandiver 2018; Stefanka, Prokop & Salge 2013) Kuvassa 10 ABB:n UniGear Digital

digitaalinen keskijännitekojeista epäkonventionaalisilla mittamuuntajilla ja IEC 61850 kommunikaatiota tukevalla Relion-sarjan suojareleellä.



Kuva 10. ABB:n UniGear Digital digitaalinen keskijännitekojeista epäkonventionaalisilla mittamuuntajilla ja IEC 61850 tukevalla suojareleellä. (ABB Power Grids 2018: 40)

4 MARKKINOILTA TARJOLLA OLEVAT 110 KV DIGITAALISEN SÄHKÖASEMAN KOMPONENTIT

Tässä luvussa käydään läpi tällä hetkellä markkinoilta löytyviä 110 kV digitaalisen sähköaseman kannalta olennaisia komponentteja. Tarkemmin tarkastellaan MU/SAMU laitteiden ja optisten virtamuuntajien tarjontaa, koska näitä tuotteita löytyy parhaiten markkinoilta. Varsinkin erilaisia SAMU ja epäkonventionaalisia virtamuuntajia on markkinoilta alkanut löytyä hyvin. Digitaalisten kojeistojen puolelta tarjonta on vähäistä, tosin usean valmistajan GIS-laitteisiin voidaan lisätä epäkonventionaalisia mittamuuntajia ja MU-laitteita. Jolloin GIS:t toimivat käytännössä kuten digitaalinen kojeisto, vaikkei niitä markkinoidakaan digitaalisina kojeistoina.

Myös epäkonventionaalisten jännite- ja yhdistettyjen virta- ja jännitemuuntajien puolelta tarjonta on huomattavasti vähäisempää, eikä niitä tunnu juuri löytyvän kuin osana GIS-kojeistoja. Tämän vuoksi ne käsitelläänkin osana digitaalisten kojeistojen tarjontaa. Myös markkinoilta löytyvät päämuuntajien seurantalaitteet esitellään luvun lopussa.

4.1 Merging unitit

MU:ja löytyy nykyään useilta valmistajilta, kuten taulukossa 2 esitetään. Mallistoista löytyy erikseen myytävinä SAMU yksikköinä, sekä muihin laitteisiin integroituina MU vaihtoehtoina. Kaikissa tarjolla olevissa MU/SAMU:ssa on käytössä 100Base-FX ethernet standardi, IEC 61850 standardin mukaisesti. Käytettävät kuitutyypit ovat LED:lla toimivat monimuotokuidut 62,5/125 μm , joko LC tai ST liittimin. Kaikki tarkastellut SAMU:t ja niiden kommunikaatio prosessiväylän suuntaan pohjautuvat IEC 61850-9-2 LE ohjeistukseen. IEC 61850 standardin mukaisesti kaikkia SAMU:a voidaan valmistajan mukaan käyttää eri valmistajien konventionaalisten mittamuuntajien kanssa, huomioiden kuitenkin mittamuuntajien mitoituksen MU käyttöön sopivaksi. (GE 2014; Siemens 2014; Arthece 2018; Siemens 2018a; SEL 2019) Taulukossa 2 esitetään eri valmistajien markkinoilta löytyvää MU tarjontaa.

Taulukko 2. Markkinoilla oleva Merging Unit tarjonta.

Valmistaja	Malli	MU	SAMU
ABB	SAM600-CT		x
ABB	SAM600-VT		x
ABB	SAM600-TS		x
ABB	SAM615		x
Arthece	SAMU		x
Arthece	SDO MU	x	
GE	MU320		x
Schniewindt	CSN SAMU		x
SEL	SEL-401		x
Siemens	7SC805		x
Siemens	6MU805		x

Useimmissa tarjolla olevista SAMU:ista on analogiset liitännät sekä konventionaalisille virta-, että jännitemuuntajille. Näissä SAMU-yksiköissä on 4 analogista virta- ja jännite sisääntuloa, osalla tuotteita on useampia sisääntulokanavia saatavilla yhdistämällä useampi laite yhdeksi kokonaisuudeksi. Yhdellä yksiköllä voidaan yhdistää siis esimerkiksi sähköaseman yhden lähdön konventionaalisilla mittamuuntajilla mitatut kolmivaiheiset virrat ja jännitteet prosessiväylän SV kommunikaatioksi. Näiden lisäksi jää kaksi sisääntuloa, joihin voi liittää esimerkiksi nollajännitteen ja nollavirran mittaukset.

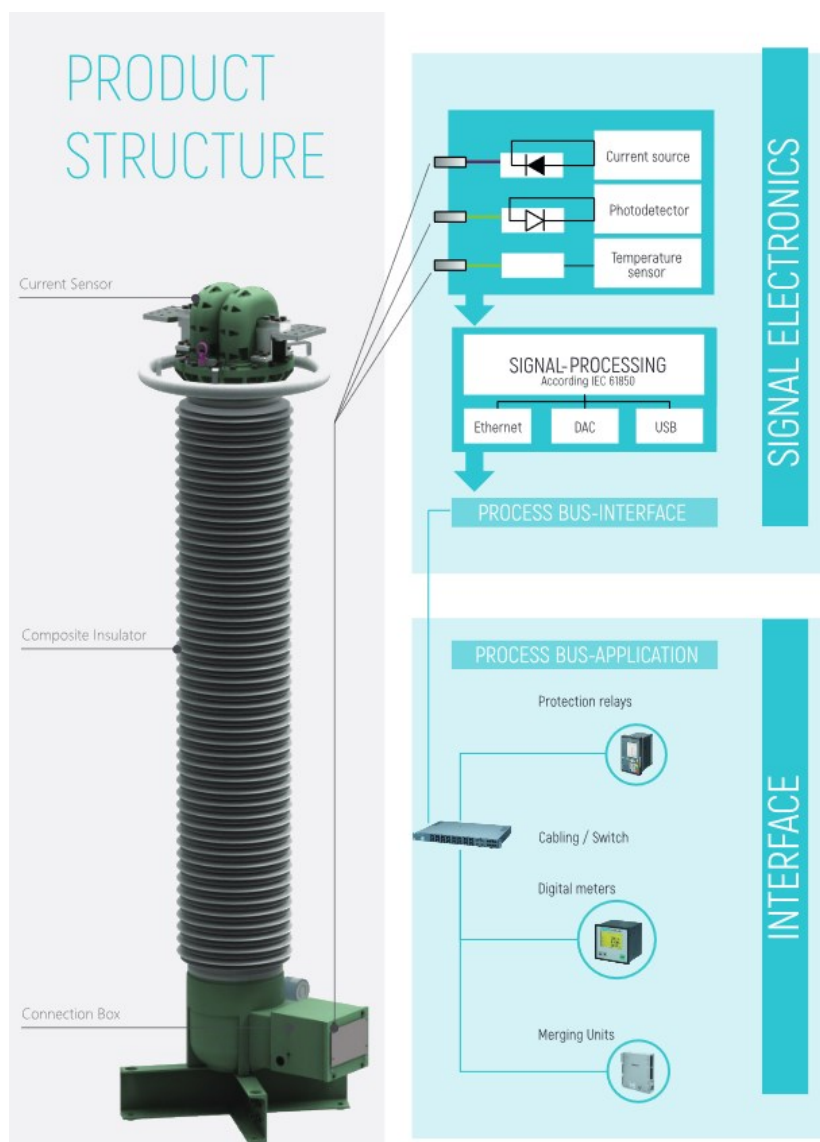
Poikkeus tästä on ABB:n tarjoama SAM600 sarja, jossa on eri laite niin virta-, jännitemuuntajille kuin aikasynkronoinnille. SAM600 sarjassa SAM600-CT yksikössä on neljä analogista virtasisääntuloa ja SAM600-VT yksikössä neljä analogista jännitesisääntuloa.

SAM600-TS yksillä voidaan SAM600 järjestelmään lisätä IEC 61850 mukaisia liityntä-pisteitä, lisätä järjestelmän redundanttisuutta ja hoitaa prosessiväylän tarvitsema ai-kasynkronointi. (ABB 2017a)

4.2 Epäkonventionaaliset virtamuuntajat

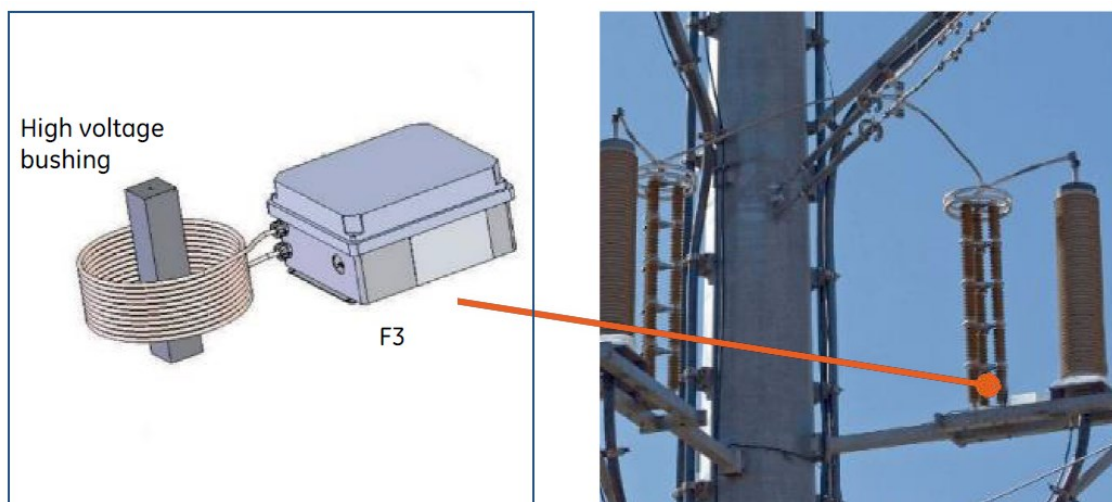
Markkinoilta löytyvät epäkonventionaaliset virtamuuntajat perustuvat kahteen erilaiseen teknologiaan, kuten esiteltiin luvussa 3. Nämä ovat Faradayn-ilmiöön perustuvat optiset virtamuuntajat sekä Rogowskin kelaan perustuvat virtamuuntajat. Tarjolla olevista Rogowskin kelaan perustuvista mittamuuntajista useimmat ovat kojeistoihin liitettäviä mittamuuntajia, eikä niitä tarjota erikseen ostettavina tuotteina.

Faraday-ilmiöön perustuvia virtamuuntajia 110 kV sähköasemalle löytyy ainakin ABB:n, Arthecon, GE:n ja Trench Groupin valikoimista. Tarjolla löytyy esimerkiksi vapaasti sei-sovia malleja, kuten kuvassa 11 oleva Trenchin optinen virtamuuntaja. Kaikki valmistajat lupaavat tuotteidensa yltävän jopa mittarointiin vaadittuun IEC class 0.2s ja IEEE class 0.15s tarkkuuteen. Laitteille on myös yhteistä se, että niihin kuuluu MU, joka tukee GE:n ja Trenchin tapauksessa IEC 61850-9-2 standardin mukaista SV-liikennettä ja ABB:n ja Arthecon tapauksessa sen lisäksi IEC 61850-9-2LE ohjeistuksen mukaista SV-liiken-nettä. (GE 2016a; ABB 2018a; Arthecon 2019; Trench 2019) Huomion arvoista valmista-jien tarjoamista tuotetiedoista on se, että GE:n ja Trenchin optisten virtamuuntajien luvaa-taan täyttävän vain standardin IEC 61850-9-2 eivätkä ohjeistusta IEC 61850-9-2LE. Tämä voi aiheuttaa ongelmia eri valmistajien tuotteiden yhteensopivuudessa, kun seura-taan eri standardeja. Onkin suositeltavaa varmistaa, että nämä laitteet ovat konfiguroitu IEC 61850-9-2LE mukaisesti.



Kuva 11. Trenchin vapaasti seisova optinen virtamuuntaja ja sen toimintaperiaate (Trench 2019: 3)

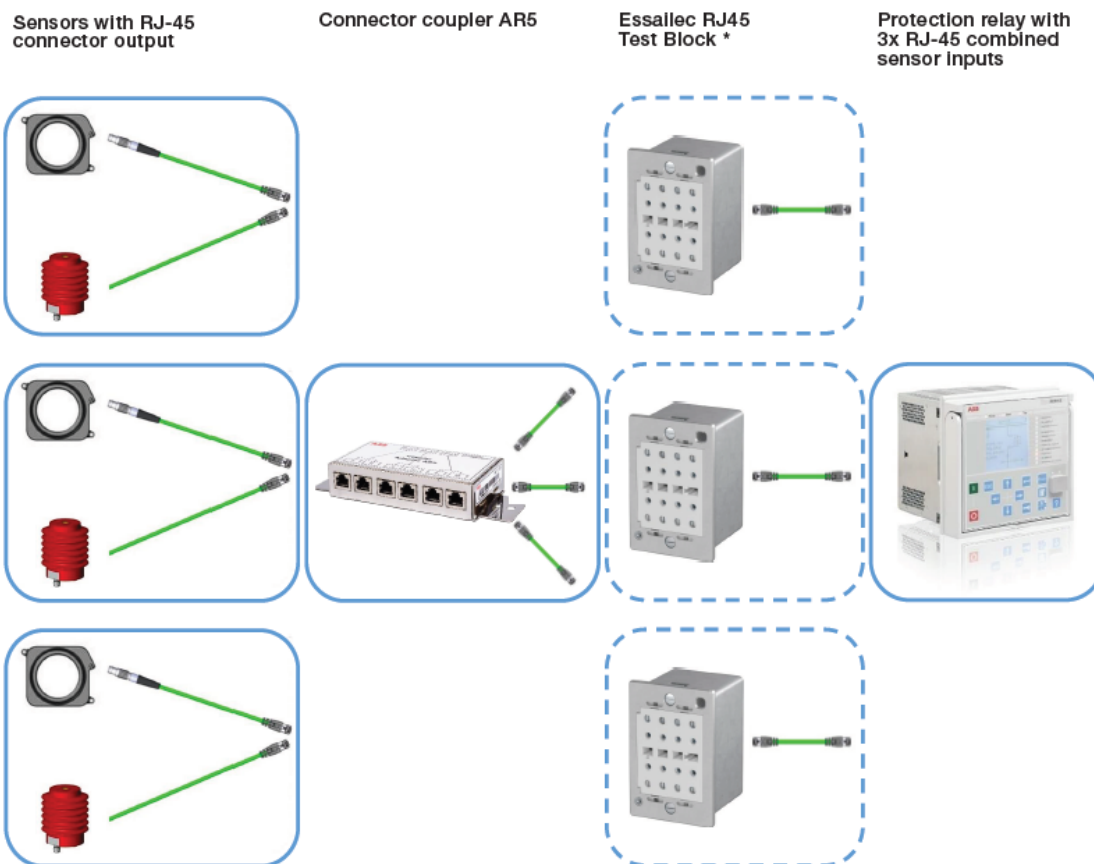
Toinen markkinoilta löytyvä vaihtoehto optisesta virtamuuntajasta on mallina, jossa on vapaasti seisovista malleista tuttu sensoripää ja MU. Sensoripää voidaan asentaa esimerkiksi katkaisijan tai muuntajan yhteyteen. Useimpien valmistajien vapaasti seisovasta mallista voidaan myös myydä erikseen tämänkaltaisen ratkaisu (GE 2016; ABB 2018a; Arthece 2019; Trench 2019). Kuvassa 12 on GE:n COSI-CT F3 malli, jossa sensoripäänä on optinen kuitukaapeli, joka kierretään mitattavan johtimen ympärille.



Kuva 12. GE:n COSI-CT F3 mallin käyttöperiaate ja malliasennus. (GE 2016b: 2)

4.3 Digitaalinen kojeisto

Digitaalisten kojeistojen tarjonta on vielä vähäistä. Tarjolla löytyy vain ABB:n UniGear Digital keskijännitekojeistosarja 24 kV jännitteille asti. UniGear Digital-sarja tukee IEC 61850-9-2 mukaista prosessiväylätoteutusta, jossa esimerkiksi kiskon jännitteenmittaus-tulos voidaan jakaa useammalle IED laitteelle yhtä aikaa prosessiväylän SV-liikenteenä. ABB:n UniGear Digital-sarjan mittaukset ovat toteutettu epäkonventionaalisilla mitta-muuntajilla: Rogowskin kelaan perustuva KECA-sarja virranmittaukseen ja resistiiviseen jännitteenjakoon perustuva KEVA-sarja jännitteenmittaukseen. Epäkonventionaalisten mittamuuntajien signaalit tuodaan yhdistävälle adapterille, joka yhdistää vaiheiden virta- ja jännitemittauksen yhdeksi kokonaisuudeksi, joka yhdistetään suojareleelle. Kuvassa 13 kolmen vaiheen mittautiedot on tuotu AR5 adapterille, josta lähtee jokaisen vaiheen yh-distetty virta- ja jännitemittaussignaali Essallec testipalikan kautta suojareleelle. Essallec testipalikkaa käytetään epäkonventionaalisten mittamuuntajien testaamiseen. (ABB 2017b)



Kuva 13. Yhden UniGear Digital kojeiston kolmen vaiheen mittaustulosten lähetys suojareleelle. (ABB 2017b: 26)

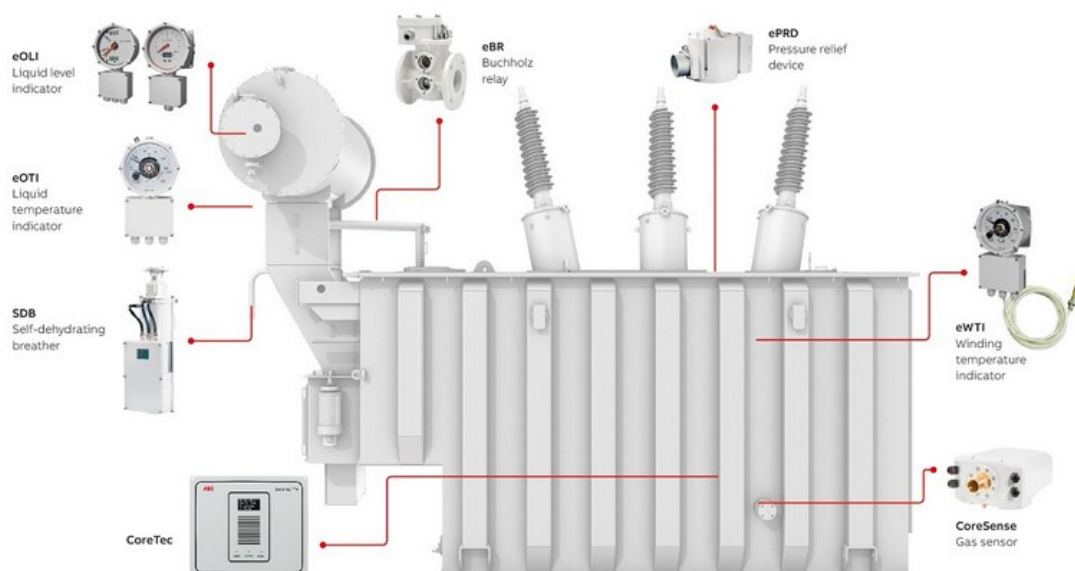
Vaikka muuta valmistajat eivät tarjoa tai ainakaan markkinoi kojeistojaan suoraan IEC 61850 yhteensopivina digitaalisina kojeistoina, voivat ne silti tarjota epäkonventionaalisia mittamuuntajia kojeistoihinsa. Esimerkiksi GE:n F35 GIS (Gas-Insulated Switchgear) -kojeisto on saatavilla integroiduilla epäkonventionaalisilla Rogowskin kelaan perustuvalla virtamuuntajalla ja kapasitiiviseen jännitteen jakoon perustuvalla jännitemuuntajalla sekä MU laitteella, jolla yhdistää mittaustiedot IED laitteille (GE 2019).

4.4 Päämuuntajan seurantalaitteet

Kuten luvussa kolme käytiin läpi, myös päämuuntajan liittyvät seurantalaitteet voivat olla osa digitaalista sähköasemaa. Esimerkiksi Siemensin Sensformer sarja ja ABBn Ability

sarjan muuntajat on varustettu jo tehtaalta seurantalaitteilla, joihin tehdasasenteisiin sensoreihin on liitetty digitaalinen liityntä. Siemensin Sensformer sarjan sensorit seuraavat, muuntajaöljyn lämpötilaa, öljyn pinnan tasoa ja käämitysten virtaa. Nämä tiedot voidaan tuoda digitaalisesti joko Ethernet- tai GSM (Global System for Mobile Communications) –verkon kautta. Kuvassa 14 ABB Ability muuntaja sensoreineen. ABB:n Ability sarjan muuntajissa tiedonsiirto tapahtuu Ethernet-verkkoa pitkin ja sensorit ovat valittavissa ohjeisista (ABB 2018b; Siemens 2018b):

- Veden ja kosteuden mittaus öljytilasta
- Öljyn pinnan mittaus
- Kaasujen mittaus
- Öljyn ja käämitysten lämpötilan mittaus
- Paineiden mittaus



Kuva 14. ABB Ability muuntaja ja siihen valittavissa olevia sensoreita.

5 DIGITAALISEN SÄHKÖASEMAN KUSTANNUKSET VERRATTUNA PERINTEISEEN SÄHKÖASEMAAN

Digitaalisen sähköaseman etuina mainitaan usein sähköaseman kustannusten pieneneminen. Tässä luvussa tutustutaan kirjallisuudessa esiintyviin digitaalisen sähköaseman mahdollisiin kustannusten muuttumisiin konventionaaliseen sähköasemaan verrattuna. Aliluvussa 5.1 esitetään yleisesti esiintyviä väitteitä digitaalisen sähköaseman kustannuksiin vaikuttavista seikoista. Kustannuksia laskevista seikoista käydään tarkemmin läpi sähköaseman toimittajan näkökulmasta muuttuvia seikkoja, kuten kaapelointikustannusten muutokset, tilantarpeen muutokset ja suunnittelu kustannusten muutoksia.

5.1 Digitaalisen sähköaseman kustannusrakenteen erot konventionaaliseen sähköasemaan

Kirjallisuuden perusteella yleisimmin todetut digitaalisen sähköaseman kustannuksia laskevat ominaisuudet ovat:

- Kaapeloinnin ja johdotusten väheneminen siirryttäessä IEC 61850 mukaiseen kommunikaatioväylä-perustaiseen tiedonsiirtoon.
- Kausittaisen testauksen väheneminen, kun siirrytään tarveperustaiseen huoltoon käyttäen digitaalisten laitteiden itsevalvonta ominaisuuksia.
- Tilantarpeen pieneneminen kaapeloinnin vähentyessä ja laitteiden pienentyessä siirryttäessä sensorteknologiaan ja epäkonventionaalisiin mittamuuntajiin. Täten pienentäen rakennus- ja kuljetuskustannuksia.
- Suunnittelukustannusten osalta mahdollinen pieneminen, kun johdotusten suunnittelu siirtyy enemmän tietoverkon suunnitteluun.

Kustannusten oletetaan myös kasvavan seuraavilla osa-alueilla:

- IED laitteiden määrän kasvu mm. SAMU:en takia.
- Varavirta akuston kapasiteetin ja sähkönsyöttö kaapeloinnin kasvu, useamman laitteen tarvitessa varmennetun virran toimiakseen.

Kustannuksia vähentävien ominaisuuksien uskotaan kuitenkin olevan suuremmat, kuin niitä lisäävien. Etenkin käytettyjen laitteiden yleistyessä, niiden hintojen voi olettaa laskevan volyymien kasvaessa. Suunnittelukustannusten osalta kustannussäästöt voivat realisoitua johdotusten suunnittelun vähenemisellä. Tietoverkkoon liittyvä suunnittelu tulee tietenkin vastaavasti lisääntymään, mutta siinä voidaan hyödyntää enemmän standardoituja ratkaisuja esimerkiksi tietoverkon arkkitehtuurin kannalta.

Kustannusten lisääntyvät ominaisuudet kuulostavat nykyisillä laitteilla varmoilta, koska prosessiväylän toteuttamiseen tarvitaan MU, SAMU ja BIED/SIED laitteita prosessitasolle. Näin IED laitteita tulee kokonaisuutena lisää sähköasemalle. Nämä laitteet tarvitsevat myös sähkönsyötön toimiakseen ja mahdollisesti varavirtajärjestelmän pysyäkseen toiminnassa häiriötilanteissa, joten varavirta akuston kapasiteetti ja sähkönsyötön kaapelointi tulee nousemaan.

5.2 Kaapelointikustannusten muutos

Yhtenä suurimmista säästöpotentiaaleista digitaalisella sähköasemalla pidetään kaapelointikustannusten vähenemistä. Konventionaalisessa sähköasemassa prosessitason laitteiden, kuten mittamuuntajien ja katkaisijoiden, ja suojaus-, ohjaus- ja valvontalaitteiden välillä on hoidettu yksittäisten laitteiden välisellä kuparikaapeloinnilla (Janssen & Apostolov 2008: 1-2). Yleisesti sähköasemilla löytyy useita näitä laitteita, johtaen suureen rinnakkaisten kuparikaapelien määrään kuten kuvan 15 sähköaseman paneelin johdotuksesta näkee.

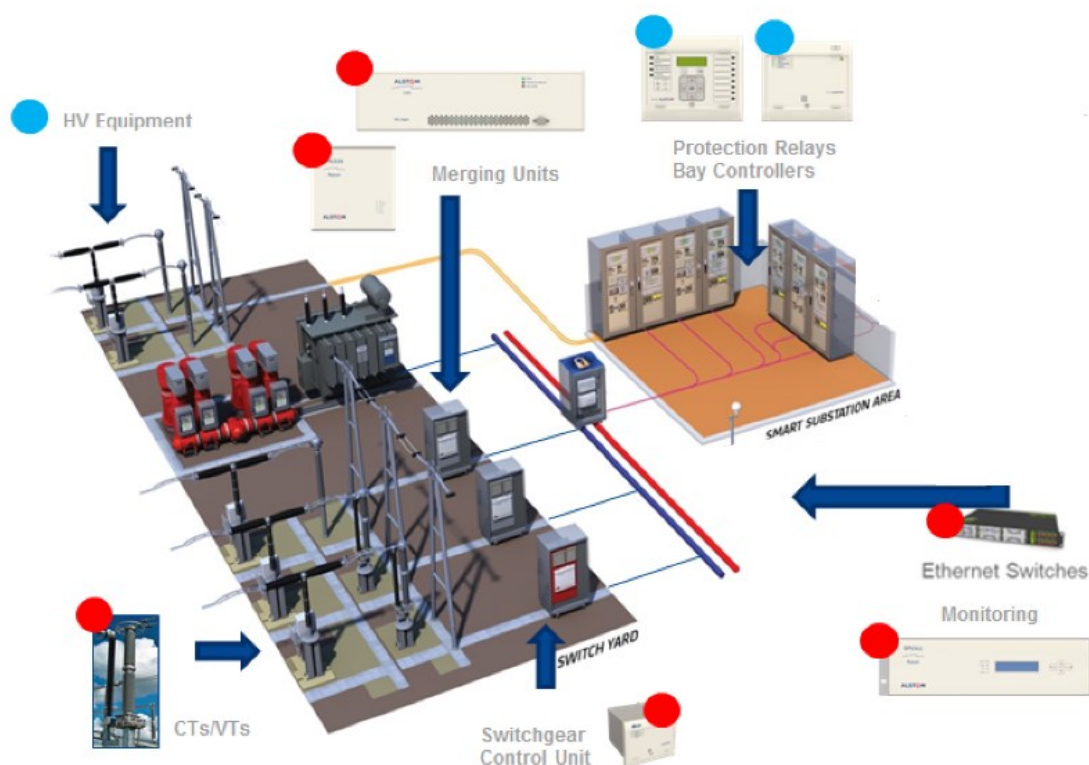


Kuva 15. Kuparikaapelointi sähköaseman paneelilla (Janssen & Apostolov 2008: 2).

Digitaalisessa sähköasemassa tämä samainen tiedonsiirto toteutetaan prosessiväylässä valokuitukaapeleita pitkin. Käytettäessä konventionaalisia mittamuuntajia kuparikaapelit täytyy vetää esimerkiksi kaapelinjakokaappiin asennetulle SAMU:lle asti ja siitä eteenpäin tiedonsiirto IED:lle tapahtuu optisia kuituja pitkin. Käytettäessä epäkonventionaalisia mittamuuntajia, mittaussignaaleiden kuparikaapeloinnilta vältytään kokonaan, kun mittamuuntajaan integroitu MU hoitaa SV-paketin lähettämisen suoraan mittamuuntajalta. Myös kytkinlaitteen ja IED:n välisen kuparikaapeloinnin voi korvata optisilla kuituilla, kun kytkinlaitteet yhdistetään BIED/SEID kautta prosessiväylään. Tällöin mahdollinen signaaleja kuljettava kuparikaapelointi jää vain BIED/SIED ja kytkinlaitteen väliseksi.

Kuvassa 16 esitetään kytkinaseman ja sähköasema rakennuksen välinen prosessiväylän toteutus ja kuinka eri laitteet on aseteltu sähköasemalla. Kuvasta nähdään, kuinka kytkinaseman kaapelinjako kaappeihin on asennettu MU:t, SAMU:t ja BIED/SIED. Näin ollen konventionaalisten mittamuuntajien kuparikaapelit täytyy vetää vain tähän asti. Kaapelinjako kaapeissa olevat laitteet yhdistetään tämän jälkeen Ethernet kytkimiin. Joka kaapissa voi olla oma kytkimensä, tai kaikki laitteet voidaan yhdistää muualle asennettuun kytkimeen. Tämä valinta vaikuttaa optisten kuitujen tarpeeseen, jos jokaisella kaapilla on oma kytkimensä, lähtee kaapilta vain yksi kuitu eteenpäin. Jos taas kytkin on asennettu erikseen, lähtee kaapilta yksi optinen kuitu jokaista laitetta kohti kytkimelle asti. Kuvan mukaisen ratkaisun perusteella on oletettavaa, että prosessiväylää hyödyntä-

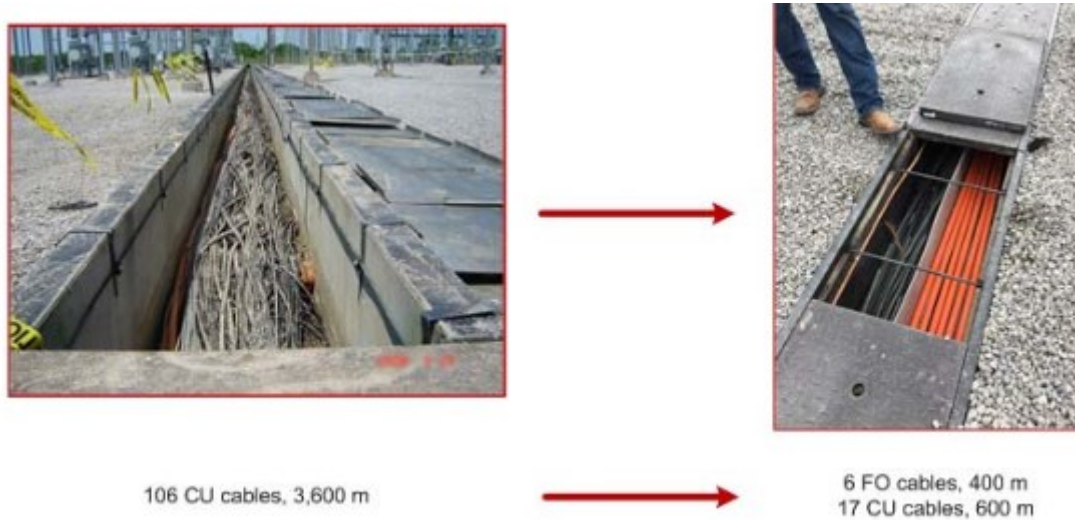
vässä ratkaisussa kuparikaapelointia voidaan vähentää huomattavasti. Ja kokonaiskaapelointi pienenee, koska yksittäisen optisen kuidun kautta kulkee data, johon konventionaalissa järjestelmässä tarvittaisiin useita kuparikaapeleita.



Kuva 16. Digitaalisen sähköaseman kytkinaseman ja sähköasemarakennuksen välinen prosessiväylän kuvaus. (Mukaillen Buhagiar, Cayuela, Procopiou & Richards 2016: 2)

Yhden esimerkin toteutuneesta saneerauskohteesta toteutetun digitaalisen sähköaseman kaapeloinnin muutoksista antaa esityksessään Theron (2018). Esimerkissä on GE:n AEP:lle (American Electric Power) toteuttama jakelu-sähköaseman saneeraus digitaaliseksi sähköasemaksi. Theron esittää, että aiemman 106 kuparisen signaalikaapelin tilalle digitaalisessa toteutuksessa selvittiin 6 optisella kuitukaapelilla ja 17 kuparikaapelilla. Kuvassa 17 esitetään aikaisempi konventionaalisen sähköaseman johtokouru kaapelipituuksineen sekä vastaavat tiedot digitaalisesta toteutuksesta. Esityksen mukaan kupa-

rikaapeliin yhteispituus oli 3600 m konventionaalisessa ratkaisussa ja digitaalisessa toteutuksessa selvittiin 600 m kuparikaapelien ja 400 m optisten kuitukaapelien yhteispituudella.



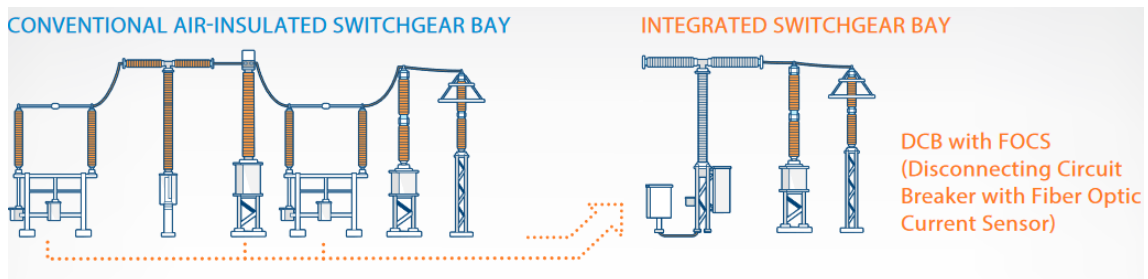
Kuva 17. Konventionaalisen sähköaseman ja digitaalisen sähköaseman johtokouru johtopituuksineen. (Theron 2018: 20)

5.3 Digitaalisen sähköaseman koko verrattuna konventionaaliseen sähköasemaan

Toinen yleisesti esiin noussut teema on digitaalisen sähköaseman koon pieneminen verrattuna vastaavaan konventionaaliseen sähköasemaan. Tätä väitettä tukee ainakin aikaisemmin todettu kaapeloinnin tarpeen väheneminen. Kaapelien yhteismäärän pienentyessä tarvitaan pienempiä johtokouruja kenttien ja IED laitteiden välillä, tämä vähentää kourun rakennuskustannuksia ja pienentää tilaa jota kourut tarvitsevat. Tämän lisäksi sähköasema rakennus on mahdollista rakentaa pienempänä, kun paneeleihin tulee usean kuparikaapelin tilalla vain muutamia optisia kuitukaapeleita. Tämä mahdollistaa kompaktimman paneeliratkaisun IED laitteiden kanssa, pienentäen koko rakennuksen kokoa.

Jotta täysi potentiaali sähköaseman koon pienentymisestä voidaan saavuttaa, täytyy käyttöön ottaa epäkonventionaalisia mittamuuntajia. Epäkonventionaaliset mittamuuntajat ovat huomattavasti kevyempiä kuin rautasydämiset konventionaaliset mittamuuntajat.

Tämä mahdollistaa esimerkiksi optisen virtamuuntajan liittämisen katkaisijan yhteyteen, pienentäen kytkinaseman tilantarvetta konventionaalisen virtamuuntajan tarvitseman tilan verran. Kuvassa 18 on verrattuna konventionaalisen sähköaseman kytkinlaitos, digitaalisen sähköaseman kytkinlaitokseen, jossa optinen virtamuuntaja on integroitu erottavaan katkaisijaan. Laitteiden keveys mahdollistaa myös sen, että epäkonventionaalisia mittamuuntajat eivät tarvitse yhtä järeitä perustuksia kuin konventionaaliset mittamuuntajat pienentäen rakennuskustannuksia. Laitteiden fyysisen koon pienentyessä, myös kuljetuskustannukset työmaalle pienenevät.



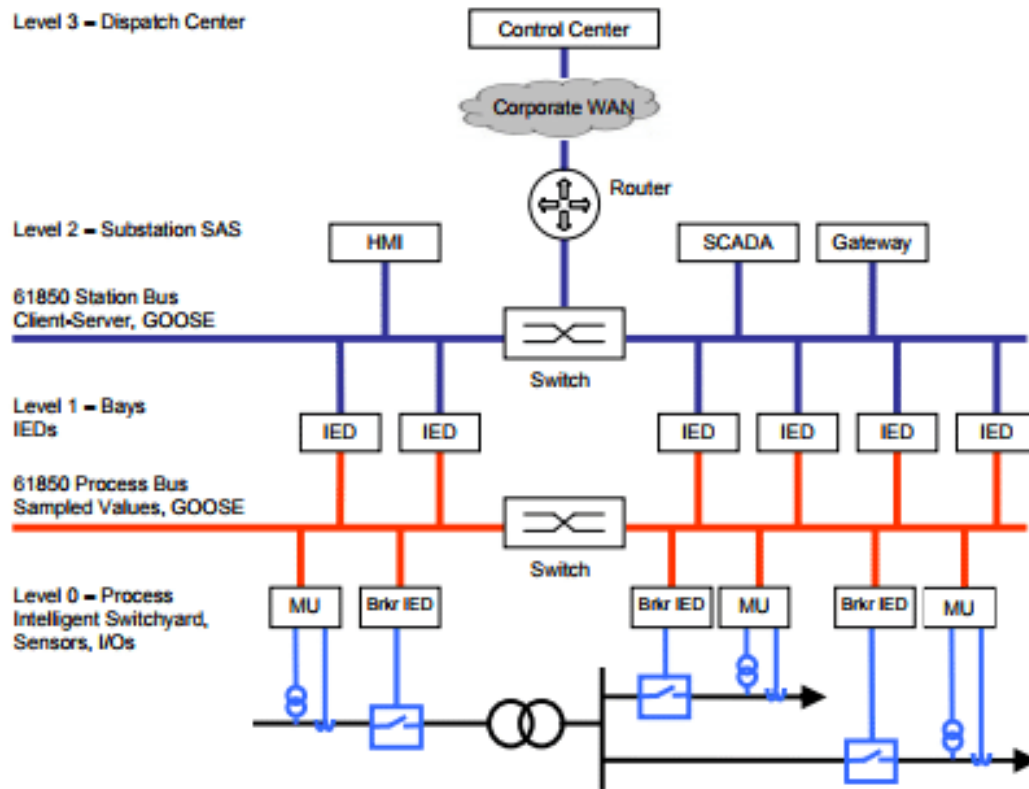
Kuva 18. Konventionaalisen kytkinlaitoksen vertailu erottavaan katkaisijaan integroituun digitaaliseen kytkinlaitokseen. (ABB 2015)

6 DIGITAALISEN SÄHKÖASEMAN TOTETUSVAIHTOEHTOJA

Tämän diplomityön päätutkimuskysymyksenä on digitaalisen sähköaseman toteutusvaihtoehtot. Tässä luvussa käydään läpi kirjallisuuslähteistä kerättyihin tietoihin siitä, kuinka digitaalisia sähköasemia on lähdetty toteuttamaan. Koska IEC 61850 asemaväylä on jo enimmäkseen käytössä kohdeyrityksen markkina-alueella, suurin mielenkiinto kohdistuu ratkaisuihin, joissa hyödynnetään prosessiväylää. Tarkasteluun on tämän vuoksi otettu vain prosessiväylän sisältäviä toteutusvaihtoehtoja.

6.1 Täysin digitaalinen sähköasema

Yksi tapa nähdä täysin digitaalinen sähköasema on kaiken kommunikation tapahtumisen digitaalisesti IEC 61850-8-1 asemaväylän ja IEC 61850-9-2 prosessiväylän kautta. Mittausten hoitamisen epäkonventionaalisilla mittamuuntajilla ja sensoreilla, kuten optisilla virtamuuntajilla ja kapasitiivisilla jännitemuuntajilla, konventionaalisten rautasydämisten mittamuuntajien sijaan (Koivula 2016: 90-91; Unterweger 2017: 2; Richards ym. 2105: 2). Kuvassa 19 on periaatekuva täysin digitaalisesta sähköaseman rakenteesta fyysisesti erotetulla prosessi- ja asemaväylän arkkitehtuurilla.



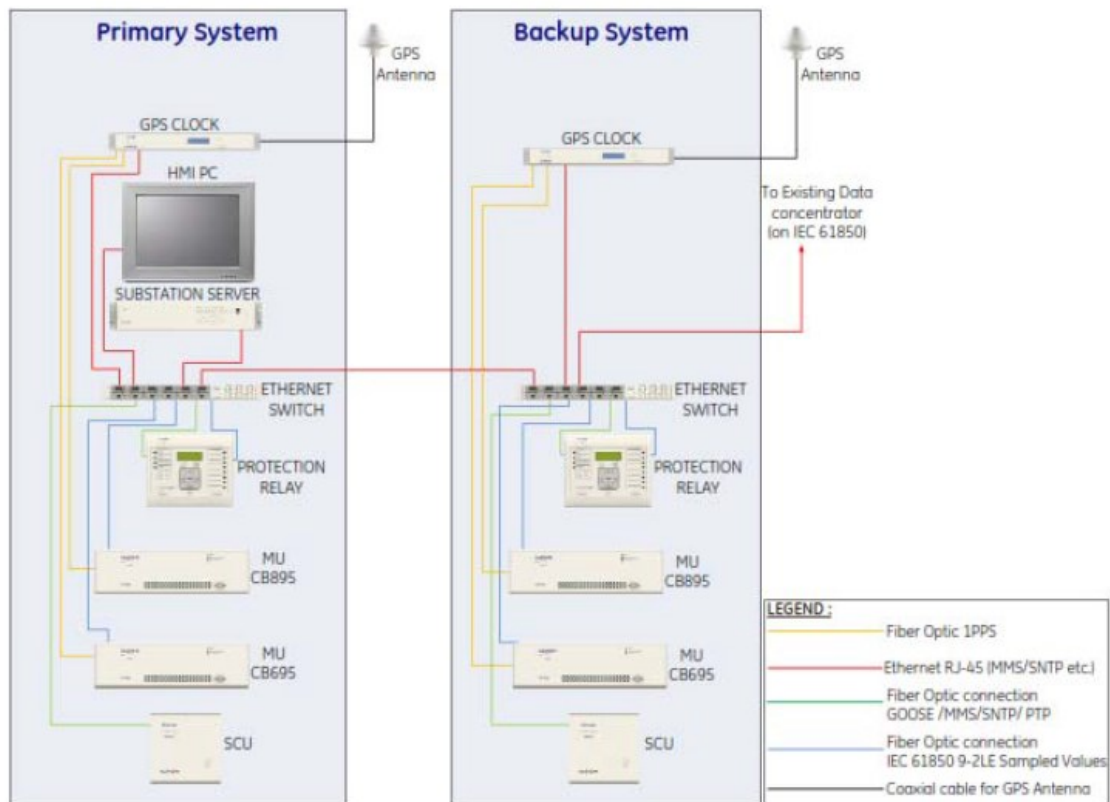
Kuva 19. Täysin digitaalisen sähköaseman periaatekuva epäkonventionaalisten mittamuuntajien, asema- ja prosessiväylän kanssa (Shrivastava & Salter 2018: 3).

Asema- ja prosessiväylä voidaan toteuttaa joko yhtenä fyysisenä LAN (Local Area Network) -verkkona, jossa tietoliikenne eri väylille on jaoteltu loogisesti esimerkiksi omille VLAN (Virtual Local Area Network) -verkoille. Toinen vaihtoehto on toteuttaa väylät fyysisesti erillisinä LAN-verkkoina, jotka ovat yhteydessä toisiinsa vain IED laitteiden kautta. Väylät on muodostettu käyttäen yhtä tai useampaa Ethernet-kytkintä. Koska prosessiväylässä kulkeva SV-liikenne on aikakriittistä, täytyy prosessiväylän LAN-verkko olla aikasynkronoitu, jotta voidaan varmistaa eri MU:lta tulevien signaalien vertailukelpoisuus. Aikasynkronointia varten tietoverkkoon liitetään GPS:n perustuva aikaserveri ja jokainen tietoverkkoon kuuluva laite synkronoidaan käytettyyn kelloon. (Vardhan ym. 2018: 3-4; Shrivastava & Salter: 3)

Täysin digitaalisessa sähköasemassa asematason IEC 61850 mukaista kommunikaatiota tukevat IED laitteet ja prosessitason primäärilaitteet ovat yhteydessä toisiinsa prosessi-

väylän välityksellä SV ja GOOSE kommunikaatiota käyttäen. Prosessitason primääri-komponentit liitetään prosessiväylään MU:n ja BIED/SIED välityksellä. MU:t digitoivat epäkonventionaalisilta mittamuuntajilta tulevan signaalin aikaleimatuksi SV-kommuni-kaatioksi, jota yksi tai useampi asematason IED voi hyödyntää (Mackiewicz 2006: 627; Vardhan ym. 2008: 3). SIED/BIED digitoivat erottimen, katkaisijan ja kojeistojen tilatie-toja. Prosessiväylään liitetyt suojaus- ja ohjaus IED:t tilaavat prosessiväylän SV-liiken-teestä tarvitsemansa MU:lta tulevan mittausdatan ja muuntavat sen ohjelmallisesti todel-liseksi arvoiksi, joita vastaanottava IED käyttää valvonta, mittarointi ja suojaus tarkoituk-siin. Kytkinlaitteiden tilatiedot lähetetään GOOSE-viesteinä IED laitteille (Vardhan ym. 2018: 3). Yhteys toimii myös toiseen suuntaan, jolloin kenttätason IED:t voivat lähettää laukaisu- ja komentosignaaleita prosessitason katkaisijoihin ja erottimiin integroituihin BIED/SIED:n GOOSE viesteinä. (Brand ym. 2011: 16)

Yleisesti ottaen tietoverkon arkkitehtuurin valintaan vaikuttaa huomattavasti sähköase-man rakenne sekä sopivan balanssin löytäminen luotettavuuden, toimintakyvyn, hinnan ja käytettävyyden välillä. Työn rajauksen vuoksi työssä esitellään vain yhden mahdollisen tietoverkon arkkitehtuuri. Vardhan ym. (2018) esittivät julkaisussaan arkkitehtuurin, jossa asema- ja prosessiväylä ovat yksi fyysinen verkko. Tämän lisäksi järjestelmän luo-tettavuutta on kasvatettu toteuttamalla kahden fyysisesti erotettuna tietoverkon järjes-telmä, joissa molemmissa on omat aikasynkronointikellonsa, kuten kuvassa 20 on esi-tetty.



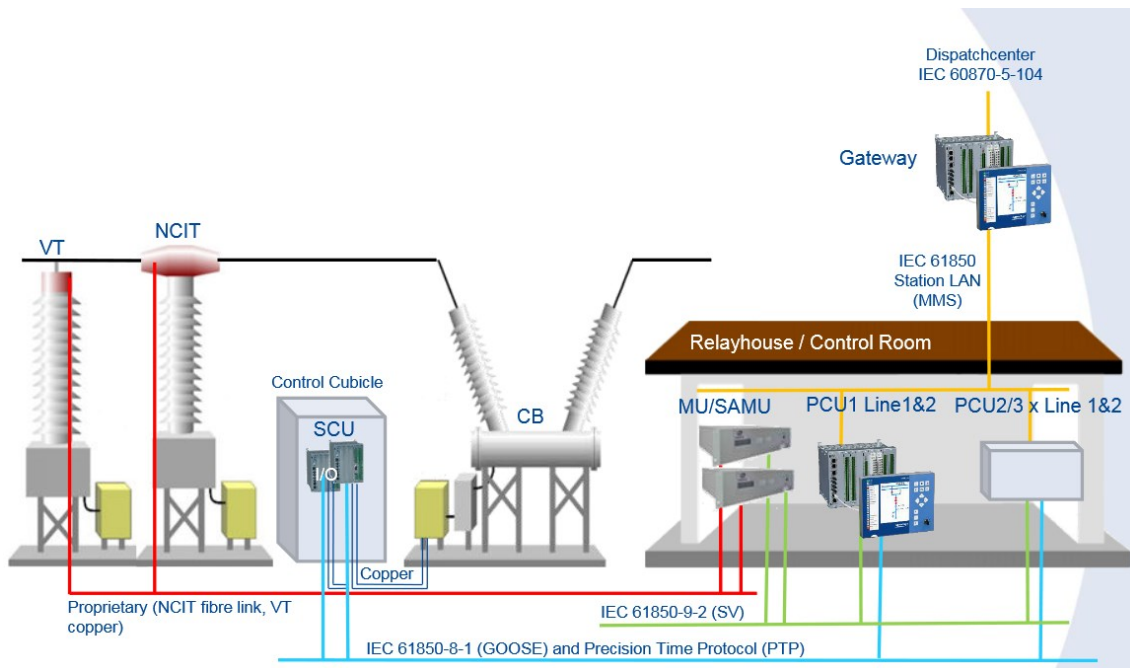
Kuva 20. Vardhan ym. (2018) esittämä ratkaisu digitaalisen sähköaseman arkkitehtuuriksi.

Vardhan ym. (2018) esittämässä tietoverkon arkkitehtuurissa on varsinainen järjestelmä ja siitä suora kopio varajärjestelmänä, kuitenkin siten, että sähköaseman käyttöliittymä (HMI) on järjestelmille yhteinen. Prosessi- ja asemaväylä on fyysisesti yksi verkko, joka on jaoteltu kahdeksi erilliseksi väyläksi ns. ”multi cast filter” menetelmällä. Menetelmässä Ethernet-kytkimen porttien multicast suotimet on määritetty eksplisiittisesti suunnittelun aikana, jolloin laitteet liitetään niille kuuluvaan multicast verkkoalueeseen. Esimerkiksi MU:t prosessiväylään. Molemmilla järjestelmillä on omat GPS kellonsa, joiden mukaan kyseisen järjestelmän laitteet aikasykronoidaan.

6.2 Digitaalinen sähköasema konventionaalisilla mittamuuntajilla ja SAMU yksiköillä

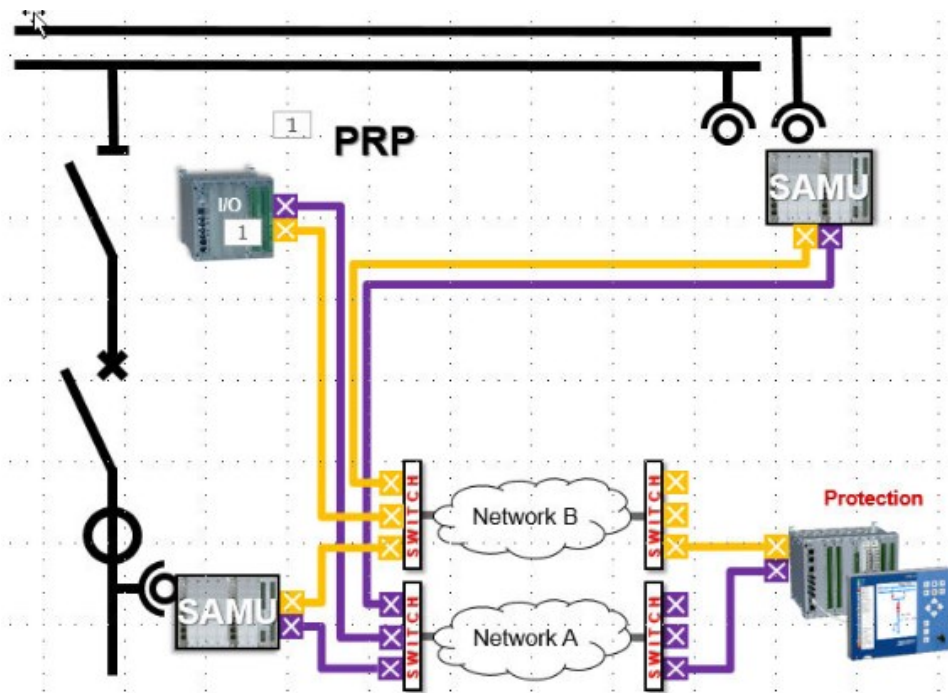
Täysin digitaalinen sähköasema on usein helpompi toteuttaa uusissa sähköasemaprojekteissa. Saneerauskohteissa on kuitenkin hyvä olla vaihtoehtoja, joissa kaikkia sähköaseman laitteita tarvitse muuttaa. Tähän vastaa hyvin digitaalinen sähköasema, jossa on käytössä vaihtelevissa määrin konventionaalisia ja epäkonventionaalisia mittamuuntajia. Jotta saadaan aikaiseksi prosessiväyläpohjainen ratkaisu, on lisäksi käytettävä vielä SAMU laitteita yhdistämään epäkonventionaaliset mittamuuntajat ja SCU laitteita yhdistämään kytkentälaitteet prosessiväylään. Kuten täysin digitaalisessa sähköasemassa, myös tällä toteutusvaihtoehdolla aikasyntronoinnin toteuttaminen on tärkeää, jotta aika-kriittiset viestit voidaan prosessoida oikein IED laitteilla.

Kuvassa 21 on Huttererin (2017) esittämä periaatekaavio Statnetille toimitetusta digitaalisen sähköaseman pilotista. Tässä ratkaisussa on käytetty konventionaalista jännitemuuntajaa ja epäkonventionaalista virtamuuntajaa. Mittamuuntajien MU ja SAMU laitteet on asennettu sähköasemarakennukseen suojaus ja ohjaus IED laitteiden kanssa. Konventionaalinen mittamuuntaja on yhdistetty SAMU yksikköön kuparikaapelein, samoin kuin BIED katkaisijaan. Epäkonventionaalinen virtamuuntaja on yhdistetty MU laitteen optisella kuidulla, samoin kuin SCU suojaus- ja ohjaus IED laitteisiin.



Kuva 21. Huttererin (2017) esittämä periaatekaavio Statnetille toteutetusta digitaalisen sähköaseman pilotista.

Huttererin (2017) mallissa prosessiväylän arkkitehtuuri on toteutettu kahdella fyysisesti erillään olevalla Ethernet-verkolla, jossa kaikki prosessiväylään liitetyt laitteet ovat liittyneet molempien verkkojen Ethernet-kytkimiin. Tähän on päädytty, jotta järjestelmän redundanttisuus saadaan varmistettua PRP (Parallel Redundancy Protocol) -protokollan mukaisesti. Esitetyssä mallissa aikasynkronointi on hoidettu PTP (Precision Time Protocol) -protokollan mukaisesti, mutta sen toteutustapaa ei ole avattu tarkemmin. Ku-
vassa 22 on havainnollistettu prosessiväylän arkkitehtuuri.



Kuva 22. Prosessiväylän arkkitehtuuri kahdella fyysisesti erotetulla Ethernet-verkolla. (Hutterer 2017: 10)

6.3 Digitaalisen sähköaseman toteutusvaihtoehtojen vertailu

Mietittäessä digitaalisen sähköaseman toteutusta on otettava huomioon useita asioita. Ensimmäisenä asiana vastaan tulee, ollaanko rakentamassa uutta sähköasemaa vai saneeraataanko vanhaa. Digitaalisen sähköaseman kannalta rakennettaessa uutta sähköasemaa kaikki toteutusvaihtoehdot ovat käyttökelpoisia. Valintaa voidaan kuitenkin helpottaa miettimällä käyttökohdetta ja sen asettamia rajoituksia sekä kustannusten eroavaisuuksia. Kuten luvussa 5 todettiin, täysin digitaalinen sähköasema epäkonventionaalisilla mittamuuntajilla voidaan toteuttaa pienemmälle alalle, kuin vastaava sähköasema konventionaalisin mittamuuntajin. Tämä puoltaa varsinkin rajallisen tilan omaavissa kohteissa täysin digitaalisen sähköaseman rakentamista. Täysin digitaalisen sähköaseman heikkona puolena on epäkonventionaalisten jännitemuuntajien saatavuus, joten saatetaankin joutua käyttämään konventionaalisia jännitemuuntajia SAMU laitteiden kanssa tässäkin tapauksessa.

Saneerauskohteissa taas on usein kannattavaa hyödyntää sähköasemalta jo löytyviä komponentteja. Tällöin kannattaakin hyödyntää konventionaalisten ja epäkonventionaalisten mittamuuntajien yhdistelmää SAMU:en kanssa sekä lisäämällä BIED/SIED laitteita. Näin voidaan hyödyntää sähköasemalla olevia kytkinlaitteita ja konventionaalisia mittamuuntajia, joilla on vielä teknistä käyttöikää jäljellä, päästen silti prosessiväylän hyötyihin käsiksi. Kenttätason IED:t on kuitenkin kaikki vaihdettava IEC 61850 prosessiväylää tukeviksi laitteiksi ja vanhoille kytkinlaitteille on lisättävä BIED/SIED, jotta ne saadaan yhdistettyä prosessiväylään. Tarvittaessa uusia mittamuuntajia voidaan kohteen mukaan harkita, lisätäänkö konventionaalinen mittamuuntaja SAMU:n kanssa vai epäkonventionaalinen mittamuuntaja. Epäkonventionaalinen virtamuuntaja on esimerkiksi helpompi lisätä kokonsa puolesta esimerkiksi katkaisijan yhteyteen.

7 JOHTOPÄÄTÖKSET JA JATKOTUTKIMUKSEN TARPEET

Diplomityön tutkimuskysymyksen vastaukseksi esiteltiin kaksi erilaista toteutusvaihtoehtoa. Vaihtoehtoina olivat nk. täysin digitaalinen sähköasema sekä digitaalinen sähköasema konventionaalisilla mittamuuntajilla ja SAMU:illa. Toteutusvaihtoehtojen suurimmaksi eroavaisuudeksi voidaan sanoa mittamuuntajatekniikan ero. Täysin digitaalisessa toteutuksessa käytetään epäkonventionaalisia mittamuuntajia, joihin MU on integroitu valmiiksi ja, kuten nimestä voi päätellä toisessa vaihtoehdossa käytössä ovat konventionaaliset mittamuuntajat, jotka on yhdistetty prosessiväylään SAMU:illa. Täysin digitaalinen sähköasema voi usein olla parempi vaihtoehto rakennettaessa uutta sähköasemaa, koska silloin päästään helpommin hyödyntämään esimerkiksi epäkonventionaalisten mittamuuntajien koon tuomia etuja sähköaseman koossa. Konventionaalisten mittamuuntajien ja SAMU:en käyttö taas on parhaimmillaan saneeratessa vanhoja sähköasemia, joissa mittamuuntajilla on vielä teknistä käyttöikää jäljellä. Täten päästään kiinni digitaalisen sähköaseman hyötyihin prosessiväylän kanssa ilman, että toimivia laitteita tarvitsee vaihtaa ennen aikaansa.

Apukysymykseen digitaalisen sähköaseman määrittelemisestä vastaukseksi saatiin lyhyesti sähköasema, jonka laitteiden välisessä kommunikaatiossa käytetään IEC 61850 mukaista asema- ja prosessiväylää. Jotta voidaan todella puhua digitaalisesta sähköasemasta, varsinkin prosessiväylän käyttöönotto on tärkeää. Näin mahdollistetaan prosessitason laitteiden digitaalinen kommunikointi kentän IED laitteiden välillä, käyttäen IEC 61850 esittelemiä SV- ja GOOSE-protokollia.

Toiseen apukysymykseen ”Mitä komponentteja löytyy digitaaliseen sähköasemaan?” vastattiin luvussa 4. Voidaan todeta, että laitevalmistajat ja sähköasemia toimittavat tahot ovat myös alkaneet kiinnostua enemmän digitaalisesta sähköasemasta. Viime vuosina on julkaistu uusia ja päivitetty vanhoja tuotteita digitaalista sähköasemaa varten. Varsinkin isoimmat monikansalliset alalla toimivat yritykset, kuten ABB ja GE, ovat tuoneet lisäantuvissa määrin digitaalisen sähköaseman kannalta tärkeitä komponentteja markkinoilla samoin kuin pienemmille tuotesegmenteille keskittyvät valmistajat. Eri valmistajien tuo-

teportfolioista voi todeta, että on mahdollista kasata usean valmistajan prosessiväylää digitaalinen sähköasema. Muistaen kuitenkin testauksen merkityksen siten, että varmistetaan eri valmistajien tuotteiden yhteensopivuus myös käytännössä.

Luvussa 5 esitettyjen kustannusvaikutusten perusteella voidaan todeta, että digitaalisen sähköaseman rakentamisen kustannukset tulevat todennäköisesti olemaan pienemmät kuin vastaavan konventionaalisen ratkaisun kulut. Varsinkin kuparikaapelien vähentymisen tarjoamat materiaalisäästöt, johdotusten suunnittelun tarpeen väheneminen, johtojen viemän tilan pieneminen ja siitä seuraava sähköaseman koon pieneminen tulevat alentamaan kustannuksia enemmän kuin tietoliikenteen suunnittelun ja IED laitteiden kasvun aiheuttamat kulut niitä nostattavat. Koska kustannusvaikutuksista ei ole saatavilla tarkkoja arvioita, olisi syytä tehdä tarkemmat laskelmat toteutettujen projektien kustannusvertailulla, jotta voidaan varmistua digitaalisen sähköaseman kustannusten todella olevan pienemmät kuin konventionaalisen sähköaseman.

On myös huomattavaa, että verkonhaltijat ovat alkaneet standardien kehittyessä kiinnostumaan enemmän digitaalisen sähköaseman luomista mahdollisuuksista ja lupauksista kustannussäästöihin rakennus- ja ylläpitovaiheissa. Useat verkkoyhtiöt ovatkin tilanneet ja toteuttaneet digitaalisen sähköaseman projekteja, esimerkiksi Fingridin, Empower PN Oy:n ja Sprecher Automationin pilottiprojekti Pernoonkoskella. Kuten monissa muissakin pilottiprojekteissa, myös Fingridin pilotissa digitaalinen järjestelmä rakennetaan konventionaalisen järjestelmän rinnalle. Tarkoituksena on saada tutkimustietoa minkälaiset digitaalisen sähköaseman suorituskyky ja toimintavarmuus ovat verrattuna konventionaaliin ratkaisuihin (Fingrid 2019). Voikin olettaa, että digitaalinen sähköasema on todennäköinen tuleva sähköaseman tyyppi ja on hyvä seurata verkonhaltijoiden suunnitelmia tulevista sähköasemista, jotta on valmiina digitaalisten sähköasemien tilausten mahdollisesti tullessa.

Digitaalinen sähköasema kokonaisuutena on kovin laaja aihe, ja tämän diplomityön rajauksen vuoksi monet asiat käytiin vain pintapuolisesti läpi. Tutkimuskysymyksiin saatiin kuitenkin vastaukset. Myös vähemmälle huomiolle jääneet asiat ovat kuitenkin tärkeitä digitaalisen sähköaseman kokonaisuuden kannalta. Näistä lisää tutkimusta suositellaan

varsinkin prosessiväylän tietoverkon toteuttamisen kannalta. Digitaalisuuden lisääntyessä myös tietoturva-asiat tulevat tärkeämmiksi sähköasema projekteissa, ja tietoturva sähköasemalla onkin tärkeä tutkimusaihe jatkossa.

8 YHTEENVETO

Tämän työn lähtökohtana oli VEO Oy:n tarpeesta lähtöisin käydä läpi katsaus 110 kV digitaalisen sähköaseman toteutusvaihtoehdoista ja digitaalisuuden mahdollisista kustannusvaikutuksista sähköasema projektionnin kannalta. Tätä varten työssä esiteltiin aiheeseen liittyvän tieteellisen kirjallisuuden ja standardien kautta, mikä digitaalinen sähköasema on.

Luvuissa 2 ja 3 luotiin teoreettinen pohja digitaalisen sähköaseman käsitteelle. Luvussa 2 asiaa tarkasteltiin digitaalisen sähköaseman mahdollistavien standardien kautta. Luvussa annettiin yleiskäsitys mitkä standardit ovat keskeisiä digitaalisen sähköaseman kannalta ja mitä aihealueita ne käsittelevät. Luvussa 3 annettiin tarkempi kuvaus digitaaliselle sähköasemalle, missä termi avataan sähköasemana, jossa laitteiden välinen kommunikaatio tapahtuu IEC 61850 standardin mahdollistamien asema- ja prosessiväylän kautta. Tämä eroaa konventionaalisesta sähköasemasta siten, että siellä varsinkin prosessitason laitteiden ja IED laitteiden välinen kommunikaatio tapahtuu analogisesti kuparikaapeleita pitkin.

Luvussa 4 esitettiin markkinoilta tällä hetkellä löytyviä komponentteja digitaaliseen sähköasemaan. Huomattiin, että parhaiten digitaalisen sähköaseman toteutusta varten löytyi SAMU:ja ja optisia virtamuuntajia. SAMU:lla saadaan konventionaalisten mittamuuntajien signaali digitoitua SV-liikenteeksi prosessiväylään, jolloin epäkonventionaalisten jännitemuuntajien vähyys ei tuota haittaa digitaalisen sähköaseman toteutukselle. Kojeistojen puolella tarjonta digitaalisena kojeistona rajoittui ABB:n UniGear Digital keskijännitekojeistoon. Tosin useammalla valmistajalla on valmiudet liittää GIS-laitteistoihin epäkonventionaalisia mittamuuntajia sekä MU laitteita, jolloin ne käytännössä toimivat kuin digitaalinen kojeisto. Voidaan todeta, että markkinoilla löytyvistä tuotteista voidaan toteuttaa prosessiväylää hyödyntävä digitaalinen sähköasema.

Viidennessä luvussa tutustuttiin kirjallisuudessa ja alan yritysten esittelyissään mainitsemiin digitaalisen sähköaseman kustannuksiin verrattuna konventionaaliseen sähköasemaan. Todettiin, että elektroniset laitteet ja niiden vaatima virta tulee lisääntymään. Täten

lisäten kustannuksia IED laitteiden hankinnassa sekä varavirta ja sähkönsyöttö kaapeloinnin lisääntyessä. Kustannuksia madaltavat seikat ovat oletettavasti kuitenkin suuremmat, johtaen kustannussäästöihin digitaalisen sähköaseman rakentamisessa. Näistä suurimpina säästökohteina voidaan pitää sähköaseman signaaleita vievien kuparikaapelien korvautuminen harvalukuisempina optisina kuitukaapeleina. Tämä tuo säästöjä sekä rakennuskustannuksissa, että materiaalikuluissa. Toinen todettu säästökohde on sähköaseman koon pienentyminen, tähän kuitenkin vaikuttaa paljon käytetty tekniikka. Käytettäessä epäkonventionaalisia mittamuuntajia voidaan sähköaseman kokoa pienentää enemmän, johtaen säästöihin rakentamisen kuluissa.

Kuudennessa luvussa käsiteltiin digitaalisen sähköaseman toteutusvaihtoehtoja varsinkin uusiin sähköasemiin sopivasta täysin digitaalisesta sähköasemasta. Toinen mahdollinen vaihtoehto on hyödyntää konventionaalisia mittamuuntajia SAMU:jen kanssa, mahdollistaen varsinkin saneerauskohteissa sähköaseman digitalisoimisen helpommin. Seitsemännessä luvussa esiteltiin tutkimuksen johtopäätökset. Voitiin todeta, että digitaalinen sähköasema on mahdollista toteuttaa tällä hetkellä tarjolla olevilla komponenteilla. Valmista toteutustapaa ei voitu työn puitteissa luoda, joten digitaalisen sähköaseman toteuttaminen jäi jatkotutkimuksen kohteeksi. Toteuttamista tutkiessa varsinkin digitaalisen sähköaseman tietoverkon arkkitehtuuriin, kommunikaation toteuttamiseen ja tietoturvaan on hyvä perehtyä lisää.

LÄHDELUETTELO

ABB (2015) DCB with FOCS Infographic. [Verkko dokumentti] [12.12.2019] Saatavissa: <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK106713A1367&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>

ABB (2017a) SAM600 Process Bus I/O System Version 1.2. Product guide [Verkkodokumentti] [18/10/2019] Saatavissa: <http://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRK511437-BEN&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>

ABB (2017b). UniGear Digital. The innovative solution for MV switchgear. [Verkkodokumentti] [30.11.2019] Saatavissa: https://library.e.abb.com/public/0510ff0f8dd442098a275ca0091ac184/UniGear%20Digital_Brochure_RevG_1VLC000058.pdf

ABB (2018a). Fiber Optics Current sensor – Free Standing (FOCS-FS). Enabling smart grids and digital substations. [Verkkodokumentti] [22.9.2019] Saatavissa: <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=2GJA708628&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>

ABB (2018b). ABB Ability™ Power Transformer. [Verkkodokumentti] [Viitattu 2.12.2019] Saatavissa: <http://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK107046A1820&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>

ABB Power Grids 2018. We are bridging the gap. Enabling Digital Substations. [Verkkodokumentti] [Viitattu 5.11.2019] Saatavilla: https://library.e.abb.com/public/60353dfb50bd4d3d8e0fcef8f1d4c29/ABB%20Digital%20Substation_9AKK107045A8458_180112.pdf

Aro, M., J. Elovaara, M. Karttunen, K. Nousiainen & V. Palva (2017). *Suurjännitetekniikka*. Helsinki: Otatieto. 4. Painos.

- Arthece (2018) Stand Alone Merging Unit (SAMU). [Verkkodokumentti] [2.9.2019] Saatavissa: https://www.arteche.com/en/cmisis/browser?id=workspace://SpacesStore/69b9a230-8a7b-44ab-9014-782959be4865&entity_id=6518
- Arthece (2019). SDO OCT IEC 61850 Optical Current Transformer. [Verkkodokumentti] [20.9.2019] Saatavissa: https://www.arteche.com/en/cmisis/browser?id=workspace://SpacesStore/829ba56e-0475-495a-9715-3a2cfdc6b5a6&entity_id=6395
- Brand, K. P., C. Brunner & I. Mesmaeker (2011). How to complete substation automation system with and IEC 61850 process bus. *Electra* 255. April 2011. 12-24 s.
- Buhagier, T., J-P. Cayuela, A. Procopiou & S. Richards (2016). Poste intelligent – The next generation smart substation for French power grid. *13th International Conference on Development in Power System Protection 2016 (DPSP)*. Edinburgh, UK 7-10 March 2016. 4s.
- Dolata, B. & L. Wagner (2011). On-line condition monitoring and expert system for power transformers – Intergration into protection and control system by using of IEC 61850. *Cired 21st International Conference of Electricity Distribution*. Frankfurt, Germany 6-9 June 2011. 4s.
- Elovaara, J. & L. Haarla (2011). *Sähköverkot II. Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet*. Tallinna: Otatieto.
- Fingrid (2019). Fingrid toteuttaa digitaalisen sähköaseman pilotin. Tiedote. [Verkkodokumentti] [3.12.2019] Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2019/fingrid-toteuttaa-digitaalisen-sahkoaseman-pilotin/>
- GE (2014) MU320 Merging Unit. [Verkkodokumentti] [23.9.2019] Saatavissa: https://www.gegrid solutions.com/products/brochures/MU320_DS_EN_V03.pdf

- GE (2016a) COSI-CT. Optical current transformer. [Verkkodokumentti] [22.9.2019] Saatavissa: https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/AlstomEnergy/GA/DIT/Grid-GA-L3-COSI_CT-0907-2016_01-EN.pdf
- GE (2016b) Cosi-CT F3. Flexible optical current transformer. [Verkkodokumentti] [5.12.2019] Saatavissa: https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/Grid-GA-L3-COSI_CT_F3-0909-2016_01-EN.pdf
- GE (2019). F35 Universal Brochure. [Verkkodokumentti] [2.12.2019] Saatavissa: https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/F35_Universal-Brochure-EN-2019-05-Grid-GIS-1667.pdf
- Haapoja, S. (2018). *Study and Design of Inter-Range Instrumentation Group Time Code B Synchronization of IEC 61850 Sampled Values*. Vaasan yliopisto. Diplomityö.
- Holger, H., P. Guenther & F. Becker (2016). New non-conventional instrument transformer (NCIT) – a future technology in gas insulated switchgear. *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*. Dallas, TX, USA. 3-5 May 2016. 5 s.
- Hutterer S. (2017). Digital Substation: Experiences with a Substation Automation and Protection System Based on IEC61850 -22 Process bus. [Verkkodokumentti] [02.12.2019]: Saatavissa: http://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2017/10/Hutterer_Stefan.pdf
- IEC TR 61850-1 2003. *Communication networks and systems in substations* – Part 1: Introduction and overview.
- IEC 61850-6 2009. *Communication networks and systems for power utility automation* – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs.

IEC 61850-7-1 2011. *Communication networks and systems for power utility automation*
– Part 7-1: Basic communication structure – Principles and model.

IEC 61850-8-1 2011. *Communication networks and systems for power utility automation*
– Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3.

IEC 61850-9-2 2011. *Communication networks and systems for power utility automation*
– Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3.

IEC 61869-9 2016. *Instrument transformers* – Part 9: Digital interface for instrument transformers.

IEC TS 62351-1 2007. *Power systems management and associated information exchange*
– *Data and communications security* – Part 1: Communication network and system security – Introduction to security issues

IEC TS 62351-6 2007. *Power systems management and associated information exchange*
– *Data and communications security* – Part 6: Security for IEC 61850

Janssen, M.C. & A. Apostolov (2008). IEC 61850 Impact on Substation Design. 2008 *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Chicago, IL, USA, 21-24.04.2008. 1-7 s.

Javora, R., M. Stefanka, P. Mähönen, T. Niemi & O. Rintamäki (2009). Protection in MV networks using electronic instrument transformers. 20th *International Conference on Electricity Distribution. Paper 0168*. Prague, Czech Republic. June 8-11 2009. 4 s.

Koivula, P. (2016). *Digitaalisen sähköaseman toteutus projektitoimittajan näkökulmasta*. Vaasan yliopisto. Diplomityö.

- Lakervi, E. & J. Partanen (2009). *Sähköjakelutekniikka*. Helsinki: Gaudeamus Helsinki University Press / Otatieto. 2. Painos.
- Lemmetyinen, A. (2015). *IEC 61850 -standardin soveltaminen sulautetulla Linux-järjestelmällä*. Vaasan yliopisto. Diplomityö.
- Linnasalmi, M. Askel kohti digitaalista sähköasemaa (2018). [Verkkodokumentti] [10.9.2019] Saatavissa: <https://www.fingridlehti.fi/askel-kohti-digitaalista-sahkoase-maa/?highlight=digitaalinen%20s%C3%A4hk%C3%B6asema>
- Mackiewicz, R. E. (2006). Overview of IEC 61850 and Benefits. *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*. Atlanta, GA, USA, 29.10-1.11.2006, 623-630 s.
- Mähönen, P., M. Moisio, T. Hakola, H. Kuisti (1996). The Rogowski coil and the voltage divider in power system protection and monitoring. *CIGRÉ 1996 : 34-103* 7s.
- Richards, S., A. Varghese & A Procopiou (2015). Feedback on installed experience with fully-digital substations. *23rd International Conference on Electricity Distribution*. Lyon, France, 15-18.06.2015. Paper 0224, 1-5 s.
- Schmid, J. & M Schumacher (2008). IEC 61850 Merging Unit for the universal connection of conventional and non-conventional instrument transformers. *CIGRÉ 2008 A3 Transmission and distribution equipment*: 8s.
- SEL (2019) SEL-401 Datasheet. [Verkkodokumentti] [20.9.2019] Saatavissa: https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Data%20Sheets/401_DS_20190717.pdf?v=20190909-165045
- Shrivastava, V. & C. Salter (2018). Future trends to smart grid automation architecture by IEC 61850. *EECCM 2018*. Vellore, India. January 2018. 7 s.

- Siemens (2014) Sirpotec Mergin Unit 7SC805. [Verkkodokumentti] [23.9.2019] Saatavissa: <https://support.industry.siemens.com/cs/document/109752535/siprotec-merging-unit-7sc805-manual?dti=0&lc=en-WW>
- Siemens (2018a). Sirpotec Merging Unit 6MU805. [Verkkodokumentti] [23.9.2019] Saatavissa: <https://support.industry.siemens.com/cs/document/109742459/siprotec-merging-unit-6mu805-manual?dti=0&lc=en-WW>
- Siemens (2018b). Sensformer™ Born Connected. Introducing digital transformers family. [Verkkodokumentti] [2.12.2019] Saatavissa: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:1969744c787be1228f5d5baa29ac79c5fd37e317/version:1524036861/2018-04-10-4pager-sensformer-final.pdf>
- Silva, R., H. Martins, I. Nascimento, J. M. Baptista, A. L. Ribeiro, J. L. Santos, P. Jorge & O. Frazão (2012). Optical Current Sensors for High Power Systems: A Review. *Applied Sciences* July 2012, 602-628 s.
- Stefanka, M., V. Prokop & G. Salge (2013). Application of IEC 61850-9-2 in MV switchgear with sensor use. *22nd International Conference of Electricity Distribution. Paper 0103*. Stockholm, Sweden, June 10-13 2013. 4 s.
- Theron, JC. (2018) GE Grid Solutions. IEC 61850 Process Bus and Digital Substation. [Verkkodokumentti] [12.12.2019] Saatavissa: <http://www.energypa.org/assets/files/2018/March-18-21/Presentation%20Papers/IEC%2061850%20Digital%20Substation%20-J%20Theron.pdf>
- Trench (2019). Optical Current Transformers. [Verkkodokumentti] [25.9.2019] Saatavissa: <https://trench-group.com/wp-content/uploads/2019/03/Optical-Current-Transformers.pdf>
- UCA International Users Group (2004) Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers Using IEC 61850-9-2. [Verkkodokumentti] [14.10.2019].

Saatavissa: [http://iec61850.ucaiug.org/Implementation%20Guidelines /Di-
gIF_spec_9-2LE_R2-1_040707-CB.pdf](http://iec61850.ucaiug.org/Implementation%20Guidelines/Di-
gIF_spec_9-2LE_R2-1_040707-CB.pdf)

Unterweger, M. 2017 Digital Substations – their significance and benefits [Verkkodoku-
mentti] [25.11.2019]. Saatavissa: [https://assets.new.siemens.com/siemens/as-
sets/api/uuid:f710d888-ce12-417c-9a6f-b08b0be44400/version:1559768453/2017-
09-artikel-digital-substation-unterweger-ew-en.pdf](https://assets.new.siemens.com/siemens/as-
sets/api/uuid:f710d888-ce12-417c-9a6f-b08b0be44400/version:1559768453/2017-
09-artikel-digital-substation-unterweger-ew-en.pdf)

Vandiver, B. (2018). Digital Medium Voltage Switchgear. *PACWorld March 2018 Issue*.
[Verkkodokumentti] [25.11.2019]. Saatavilla: [https://www.pacw.org/is-
sue/march_2018_issue/lessons_learned/digital_medium_voltage_switchgear/comp-
lete_article/1.html](https://www.pacw.org/is-
sue/march_2018_issue/lessons_learned/digital_medium_voltage_switchgear/comp-
lete_article/1.html)

Vardhan, H., R. Ramlachan, W Szela & E. Gdowik (2018). Deploying digital substa-
tions: Experience with a digital substation pilot in North America. *2018 71st Annual
Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*. College Station, TX, USA 26-
29.03.2018. 1-9 s.